

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>АНАЛИЗ И РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ МЕЖРЕМОНТНОГО ПЕРИОДА, ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НАРАБОТКИ НА ОТКАЗ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ «Х» (ИРКУТСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>

УДК 622.276.054.23(571.53)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Харьковская Нелля Сергеевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	К.Т.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

## Планируемые результаты обучения прикладного бакалавра

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
<b>P1</b>	Применять <i>базовые</i> естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1, ОК-3, ОК-8, ОК-9, ОПК-1,  ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-11
<b>P2</b>	Применять <i>базовые профессиональные знания</i> в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>междисциплинарных инженерных задач</i> нефтегазовой отрасли	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-1, ППК-3, ППК-4, ППК-6
<b>P3</b>	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ;	ОК-6, ОК-8, ОПК-2, ППК-4, ППК-6
<b>P4</b>	Проявлять <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> , уметь <i>использовать новые знания при обучении сотрудников</i>	ОК-1, ОК-3, ОПК-1, ОПК-3 ППК-4, ППК-6,
<b>P5</b>	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов	ОК-4 ОПК-6, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-11
<b>P6</b>	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i> , обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i>	ОК-3, ОК-4, ОК-9, ОПК-5, ППК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-8, ППК-9, ППК-11
<b>P7</b>	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	ОК-5, ОК-6, ОК-5, ОПК-4, ППК-3, ППК-4, ППК-7, ППК-10
<b>P8</b>	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i>	ОПК-5, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-8, ППК-9
<b>P9</b>	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-8, ОПК-6, ППК-2, ППК-5, ППК-7, ППК-10, ППК-11
<b>P10</b>	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-6, ППК-8, ППК-10

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
(Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5П	Харьковская Нелля Сергеевна

Тема работы:

<b>Анализ и разработка мероприятий по увеличению межремонтного периода, прогнозирование наработки на отказ установок электроцентробежных насосов на нефтегазоконденсатном месторождении «Х» (Иркутская область)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	2023/с от 18.03.2019 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.06.2019
--	------------

### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

<b>Исходные данные к работе</b>	Технологическая схема разработки месторождения, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Основные факторы, влияющие на отказы насосного оборудования при эксплуатации скважин; теоретический анализ влияния осложняющих факторов на межремонтный период и наработку на отказ; анализ факторов, влияющие на отказы насосного оборудования при эксплуатации скважин; анализ и разработка мероприятий по увеличению межремонтного периода, прогнозирование наработки на отказ установок электроцентробежных насосов.

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Основные факторы, влияющие на отказы насосного оборудования при эксплуатации скважин	Старший преподаватель, Максимова Ю.А.
Анализ и разработка мероприятий по увеличению межремонтного периода, прогнозирование наработки на отказ установок электроцентробежных насосов	Старший преподаватель, Максимова Ю.А.
Рекомендации	Старший преподаватель, Максимова Ю.А.
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.т.н. Кашук Ирина Вадимовна
«Социальная ответственность»	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Основные факторы, влияющие на отказы насосного оборудования при эксплуатации скважин	
Анализ и разработка мероприятий по увеличению межремонтного периода, прогнозирование наработки на отказ установок электроцентробежных насосов	
Рекомендации	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	К.Т.Н.		
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Харьковская Нелля Сергеевна		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа	<u>Инженерная школа природных ресурсов</u>
Направление подготовки (специальность)	<u>21.03.01 Нефтегазовое дело</u>
Уровень образования	<u>Высшее образование</u>
Отделение школы (НОЦ)	<u>Отдел нефтегазового дела</u>
Период выполнения	<u>Весенний семестр 2018 /2019 учебного года</u>

Форма представления работы:

Бакалаврская работа
---------------------

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.06.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Основные факторы, влияющие на отказы насосного оборудования при эксплуатации скважин	25
	Анализ и разработка мероприятий по увеличению межремонтного периода, прогнозирование наработки на отказ установок электроцентробежных насосов	25
	Рекомендации	25
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
	Социальная ответственность	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	К.Т.Н.		

**Консультант (при наличии)**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

## **Обозначения, определения и сокращения**

**КВЧ** – концентрация взвешенных частиц

**ЭЦН** – электроцентробежный насос

**АСПО** – асфальтосмолопарафинистые осложнения

**НКТ** – насосно-компрессорные трубы

**СнП** – снижение производительности

**ТПП** – территориально промышленное предприятие

**ЦДНГ** – цех добычи нефти и газа

**МРП** – межремонтный период

**ННО** – наработка на отказ

**ГНО** – глубинно-насосное оборудование

**КЛ** – кабельная линия

**ПЭД** – погружной электродвигатель

**СПО** – спускоподъемные операции

**ТКРС** – текущий и капитальный ремонт скважин

**ПДК** – предельно допустимая концентрация

**УПР** – условно-постоянный режим

**АПВ** – автоматический повторного включения режим

**РНХ** – расчетнонапорные характеристики

**ЭПО** – электропогружное оборудование

**ДЕ** – дренажная емкость

**ЭПУ** – электропитающая установка

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 92 страницы, в том числе 6 рисунков, 17 таблиц. Список литературы включает 26 источников. Работа содержит 1 приложение.

Ключевые слова: нефть, газ, месторождение, пласт, межремонтный период, наработка на отказ, установка электроцентробежного насоса, отказы, высокий газовый фактор, механические примеси, солеотложения.

Объектом исследования является X нефтегазоконденсатное месторождение Иркутской области.

Цель работы – проанализировать мероприятия по увеличению межремонтного периода и прогнозировать наработку на отказ УЭЦН на нефтегазоконденсатном X месторождении Иркутской области.

В процессе исследования были рассмотрены основные факторы и их влияние на отказы насосного оборудования при эксплуатации скважин и на показатели работы электроцентробежного насоса: межремонтный период и наработка на отказ. Был проведен анализ мероприятий по борьбе с основными осложняющими факторами и предложены меры по увеличению межремонтного периода и наработки на отказ.

В результате исследования были обнаружены наиболее эффективные мероприятия по борьбе с основными осложняющими факторами, влияющими на показатели работы электроцентробежного насоса.

Область применения: данные мероприятия целесообразно применять на механизированном фонде скважин, оборудованном электроцентробежными насосами и на месторождениях с похожей системой разработки и схожими геолого-технологическими условиями эксплуатации скважин.

## Оглавление

1 ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ОТКАЗЫ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН .....	12
1.1 Теоретический анализ влияния осложняющих факторов на межремонтный период.....	12
1.2 Теоретический анализ влияния осложняющих факторов на наработку на отказ .....	16
1.3 Технологические и геологические особенности разработки X месторождения .....	16
1.3.1 Свойства нефти и растворенного газа .....	16
1.3.2 Состав и свойства газа и конденсата .....	18
1.3.3 Состав и свойства пластовых вод.....	18
1.3.5 Фильтрационно – емкостные свойства .....	19
1.4 Анализ факторов, влияющие на отказы насосного оборудования при эксплуатации скважин .....	20
2 АНАЛИЗ И РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ МЕЖРЕМОНТНОГО ПЕРИОДА, ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НАРАБОТКИ НА ОТКАЗ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ.....	23
2.1 Краткий анализ механизированного фонда скважин X месторождения .....	23
2.1.1 Эксплуатация скважин фонтанным способом .....	24
2.1.2 Эксплуатация скважин электроцентробежными насосами .....	25
2.2 Краткий анализ осложненного механизированного фонда скважин X месторождения .....	28
2.2.1 Механические примеси .....	29
2.2.2 Солеотложения .....	31
2.2.3 Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) .....	32
2.2.4 Работа насоса в «левой» зоне .....	32
2.2.4 Гидратообразование .....	33
2.3 Виды отказов фонда скважин нефтегазоконденсатного месторождения X.....	35
2.4 Способы борьбы и пути решения, направленные на повышение показателей межремонтного периода и наработки на отказ .....	38
2.4.1 Методы борьбы с механическими примесями.....	38
2.4.2 Методы борьбы с солеотложениями .....	39
2.4.3 Методы борьбы с асфальтосмолопарафинистыми отложениями .....	43
2.4.4 Мероприятия по предупреждению гидратообразования .....	46



2.4.5 Мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией .....	46
2.4.6 Влияние газа на погружное добывающее оборудование .....	47
3 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД, НАПРАВЛЕННЫЙ НА ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ОТКАЗОВ, СПОСОБСТВУЮЩИХ УВЕЛИЧЕНИЮ МРП И ННО НА X МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	49
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	53
4.1 Расчёт дополнительной добычи .....	55
4.2 Расчет единовременных затрат и суммы амортизационных отчислений .....	56
4.3 Расчёт эксплуатационных затрат .....	56
4.4 Расчет экономического эффекта мероприятия .....	59
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	65
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	65
5.2 Производственная безопасность .....	67
5.3 Анализ вредных производственных факторов .....	67
5.3.1 Производственное освещение .....	67
5.3.2 Производственный шум.....	68
5.3.3 Вибрация.....	69
5.3.4 Природно-климатические условия .....	69
5.3.5 Вредные вещества .....	70
5.3.6 Электробезопасность. Поражение электрическим током. ....	71
5.3.7 Пожарная безопасность .....	73
5.3.8 Механическое травмирование .....	73
5.4 Экологическая безопасность .....	74
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	76
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	78
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ: .....	80

## **ВВЕДЕНИЕ**

Ежегодно современные темпы развития нефтедобывающей отрасли нуждаются во внедрении новых прогрессивных способов и улучшении старых методов борьбы с осложняющими факторами, влияющими на добычу углеводородов посредством установок электроцентробежных насосов, внедрении передовых схем разработки нефтегазоконденсатных месторождений, а также совершенствовании техники и технологии подъёма углеводородного сырья из скважин.

Нефтегазоконденсатное месторождение X является относительно молодым месторождением. Добыча нефти и газа ведется фонтанным и механизированным способами с помощью установок электроцентробежных насосов. Основные виды осложнений при добыче нефти и газа приводят к снижению производительности системы, уменьшению межремонтного периода эксплуатации скважин и эффективности работы насосных установок.

Изучение основных осложняющих факторов, степень их влияния на снижение производительности, необходимо для рассмотрения и разработки мероприятий, направленных на предотвращение действия факторов на технологические показатели работы скважин и увеличение наработки на отказ и межремонтного периода скважин, оборудованных установками электроцентробежного насоса. Для такого рода технологического анализа необходима реальная информация о причинах отказов оборудования скважины при разработке организационно-технических мероприятий по устранению главных причин, для внесения соответствующих коррективов в технологический режим работы скважин. Поэтому разработка и внедрение мероприятий, предотвращение отказов, направленных на увеличение МРП и ННО, является резервом повышения эффективности работы насосного фонда скважин всей системы эксплуатации месторождения в целом и увеличения суточной добычи флюидов.

Для раскрытия данной темы были поставлены следующие задачи:

1. Анализ применяемого глубинно-насосного оборудования;
2. Изучение основных осложняющих факторов, степень их влияния на снижение производительности;
3. Структурирование видов и причин отказов УЭЦН и выявление способов их предотвращения;
4. Разработка и оценка эффективности мероприятий по увеличению межремонтного периода и наработки на отказ.

# **1 ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ОТКАЗЫ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН**

## **1.1 Теоретический анализ влияния осложняющих факторов на межремонтный период**

Межремонтный период – время непрерывной работы оборудования между очередными плановыми ремонтами.

Главными показателями работы УЭЦН являются производительность и межремонтный период (МРП). При расчете МРП скважин пользуются формулой:

$$\text{МРП} = \frac{T_{\text{МРП}}}{N}, \text{ сут}, \quad (1)$$

где:  $T_{\text{МРП}}$  – суммарное отработанное время всего механизированного фонда действующих скважин за учитываемый период (месяц/год, используются данные из формы МЭР), сут.  $N$  – количество отказов ГНО за отчетный период (текущий месяц, скользящий год), шт. [1].

Для расчета частоты монтажа за проектный период учитывают следующий фонд скважин:

Расчет МРП по всему фонду скважин:

-весь пробуренный фонд скважин. Исключения составляют такие скважины, как: осваиваемые и ожидающие освоения после бурения, ликвидированные и законсервированные скважины.

Расчет МРП по нефтяному фонду:

-весь эксплуатационный нефтяной фонд. Исключая скважины, осваиваемые и ожидающие освоения бурения.

Расчет МРП по видам эксплуатации нефтяного фонда:

-весь эксплуатационный нефтяной фонд с данным видом оборудования без скважин, осваиваемых и ожидающих освоения после бурения.

Расчет МРП нагнетательного фонда:

-все нагнетательные скважины

Расчет МРП газового фонда:

-весь эксплуатационный газовый фонд. Исключения составляют: осваиваемые и ожидающие освоения после бурения скважины, законсервированные скважины [9].

Работы по гидравлическому разрыву пласта (ГРП), проведенные на скважине, влекут за собой снижение межремонтного периода скважин (МРП).

Для недропользователей рост МРП – уменьшение простоев скважин в ожидании ремонта, поэтому они стремятся к увеличению МРП.

В 1976 году на скв. №2046 Сиреневского месторождения и скв. №1385 Ямашинского месторождения НГДУ «Ямашнефть» была внедрена технология одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов одной скважиной впервые в ПАО «Татнефть». В результате чего выработка запасов без дополнительных затрат на бурение стала возможной.

В дальнейшем была внедрена впервые технология сепарации воды и отделения нефти в стволе скважины для предотвращения образования эмульсии, а также технология сепарации воды и утилизации в другие горизонты без подъема на устье в ПАО «Татнефть». В конечном итоге снизились отказы глубинно-насосного оборудования скважин и повышение межремонтного периода работы скважин. Межремонтный период превысил 1650 суток по НГДУ «Ямашнефть», опережая средний показатель по ПАО «Татнефть». По электроэнергии на добычу нефти были снижены затраты. Удельный расход электроэнергии на добычу одной тонны нефти самый низкий по ПАО «Татнефть» и составляет 49,3 кВтч/т.

Итого средний межремонтный период работы скважин в ОАО «Татнефть» составил 1198 суток за 2013 год. Это говорит о том, что в среднем период безаварийной работы скважины составляет 3 года. За 2014 год «Татнефть» показывает самый высокий показатель МРП среди крупных предприятий нефтяной отрасли России.

В значительной мере увеличению межремонтного периода работы скважин способствуют внедрение современного оборудования, использование

инновационных технологий и повышение качества ремонтных работ на скважинах.

Причины снижения МРП:

- ошибки проектирования;
- брак ремонта/изготовления оборудования;
- нарушение технологии строительства и эксплуатации объектов;
- коррозия, приводящая к разрушению металла;
- физический износ оборудования;
- отложения солей, АСПО, механических примесей;
- отказ погружного оборудования, предохранительных устройств и отдельных звеньев технологического оборудования;
- ошибки обслуживающего и ремонтного персонала;
- механические повреждения кабельной линии и оборудования, прекращение подачи электричества, геологические осложнения.

Построение единой, более обоснованной классификации осложняющих факторов позволит представить более четкую картину и поможет комплексно и целенаправленно решить вопросы создания стандартных технических средств для ловильных работ в добывающих скважинах.

Абзац (стр. 14) удален по причине содержания коммерческой тайны.

Абзац (стр. 15) удален по причине содержания коммерческой тайны.

Самый высокий показатель МРП по УЭЦН на 1 января 2018 года достигнут в «Сургутнефтегазе» (1105 сут.), далее следуют «Башнефть» (954 сут.), «Славнефть» (822 сут.), «Татнефть» (778 сут.), «Газпром нефть» (777 сут.), «Роснефть» (770 сут.), «ЛУКОЙЛ» (625 сут.), «РуссНефть» (528 сут.).

Самый высокий показатель МРП по УШГН на 1 января 2018 года достигнут в «Башнефти» (1070 сут.), далее следуют «Татнефть» (993 сут.), «ЛУКОЙЛ» (705 сут.), «Роснефть» (701 сут.), «РуссНефть» (692 сут.), «Сургутнефтегаз» (534 сут.), «Славнефть» (252 сут.). На рисунке 1 представлена динамика показателей МРП по УЭЦН и УШГН компаний на 1 января за 2018 год.

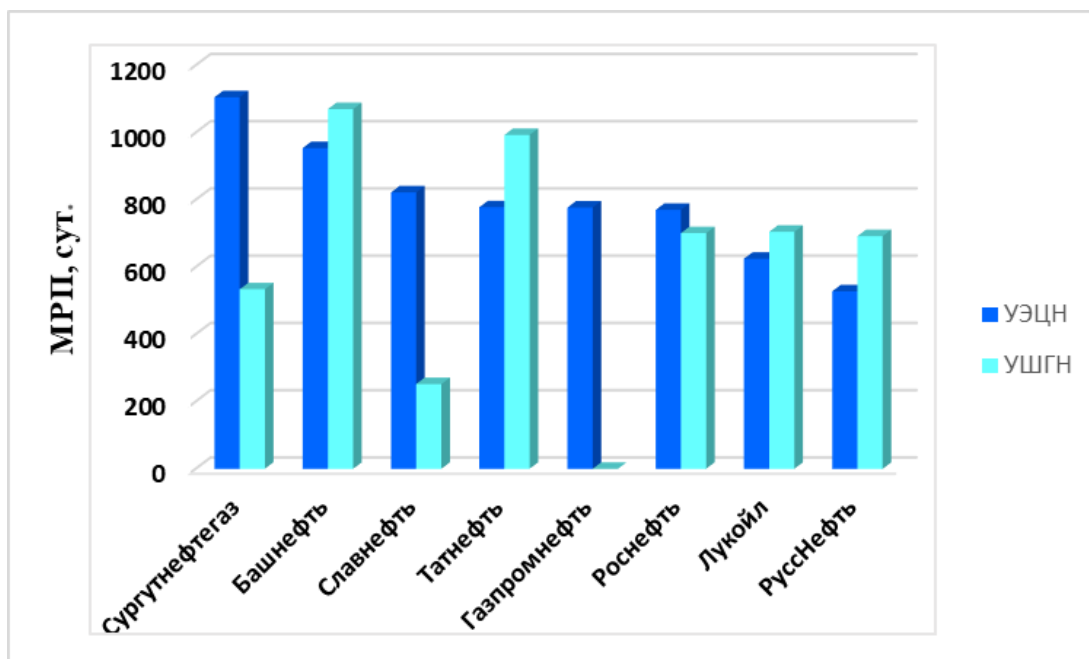


Рисунок 1 – Динамика показателей МРП по УЭЦН и УШГН компаний за 2018 год

К приведенным статистическим данным необходимо добавить, что иногда в отчетности вместо МРП указывается наработка на отказ за скользящий год. При этом методики расчета наработки на отказ отличаются по нефтяным компаниям. Оценивать результаты работы механизированного фонда скважин лучше по динамике МРП и наработки на отказ за скользящий год.

Три компании, максимально увеличившие МРП по всему механизированному фонду за последние 10 лет: «Газпром нефть» (в 2,7 раза – с 289 до 793 сут.), «Роснефть» (в 2,5 раза – с 306 до 776 сут.), «Славнефть» (в 2,2 раза – с 367 до 818 сут.).

Росту показателей СНО и МРП для указанных компаний способствовали конструктивные улучшения оборудования, мероприятия по борьбе с осложнениями, а также повышение качества эксплуатации оборудования, которое заключается в его правильном подборе и контроле режима работы.

Снижают СНО и МРП конструктивные недостатки оборудования, брак ремонта/изготовления, нарушение технологии эксплуатации, геологические осложнения и ППР.

При этом следует избегать применения оборудования несоответствующих групп надежности, его бесконтрольной эксплуатации, игнорирования геологических осложнений и технологических ограничений, а также применения массовых ППР. Искусственное ограничение наработки с использованием метода планово-предупредительных ремонтов (ППР) влечет за собой снижение средних показателей СНО и МРП. В связи с этим необходимо снижать долю ранних отказов. Ограничения наработки (ППР) целесообразны только в частных случаях при риске «полета».

## **1.2 Теоретический анализ влияния осложняющих факторов на наработку на отказ**

Информация подраздела 1.2 скрыта (стр. 17 - 23), т.к. содержит коммерческую тайну.

## **1.3 Технологические и геологические особенности разработки X месторождения**

### **1.3.1 Свойства нефти и растворенного газа**

Свойства пластовой нефти по пласту Б<sub>3-4</sub>. Пластовое давление по данным глубинных проб равно 25,9МПа, пластовая температура – 17,2°С. По результатам дифференциального разгазирования плотность нефти равна 0,747г/см<sup>3</sup>, вязкость – 1,72МПа×с. Давление насыщения в среднем составляет 15,9 МПа, газосодержание – 147,0м<sup>3</sup>/т.

По товарной характеристике нефть легкая плотностью 0,847г/см<sup>3</sup>, с незначительной вязкостью (вязкость составляет 1,72мПа×с), сернистая (0,63%), смолистая (содержание смол и асфальтенов 6,22%), парафинистая (2,17%). Объемный выход светлых фракций при разгонке до 300°С – 43,2%.

Растворенный газ имеет следующий состав: углекислый газ – 0,89%, азот – 1,46%, метан - 85,19%, этан - 7,34%, пропан - 3,08%, бутаны – 1,20%, пентаны – 0,45%, гексаны+высшие - 0,60%, сероводород отсутствует.



Свойства пластовой нефти пласта Б<sub>5</sub>. Пластовое давление по данным глубинных проб равно 25,9МПа, пластовая температура – 17,2°С. По результатам дифференциального разгазирования плотность нефти равна 0,758г/см<sup>3</sup>, вязкость – 1,76МПа×с.

По товарной характеристике нефть легкая плотностью 0,832г/см<sup>3</sup>, с незначительной вязкостью (вязкость составляет 1,76мПа×с), малосернистая (0,40%), смолистая (содержание смол и асфальтенов 10,12%), малопарафинистая (1,21%). Объемный выход светлых фракций при разгонке до 300°С – 41,8%.

Растворенный газ имеет следующий состав: углекислый газ – 0,48%, азот – 0,90%, метан – 77,67%, этан – 13,08%, пропан – 5,60%, бутаны – 1,67%, пентаны – 0,34%, гексаны+высшие – 0,18%, сероводород отсутствует.

По пластам I и II ярактинского горизонта подсчетные параметры приняты по двум пробам из скважины 10. Пластовое давление по данным глубинных проб равно 23,1МПа, пластовая температура – 32,0°С. По результатам дифференциального разгазирования плотность нефти равна 0,734г/см<sup>3</sup>, вязкость – 2,26МПа×с. Давление насыщения в среднем составляет 21,5МПа, газосодержание – 150,5м<sup>3</sup>/т.

По товарной характеристике нефть легкая плотностью 0,836г/см<sup>3</sup>, с незначительной вязкостью (вязкость составляет 2,26мПа×с), малосернистая (0,20%), смолистая (содержание смол и асфальтенов 5,42%), парафинистая (1,68%). Объемный выход светлых фракций при разгонке до 300°С – 46,4%.

Растворенный газ, выделившийся при дифференциальном разгазировании имеет следующий состав: углекислый газ - 0,55%, азот – 1,08%, метан – 56,45%, этан – 22,06%, пропан – 12,88%, бутаны – 5,03%, пентаны+высшие – 2,09%, сероводород отсутствует.

Физико-химические свойства нефти и растворенного газа по продуктивным пластам Б<sub>3-4</sub> и Б<sub>5</sub> и пластам I и II ярактинского горизонта месторождения X представлены в таблицах 1 – 3 приложения А.

### 1.3.2 Состав и свойства газа и конденсата

Промысловые газоконденсатные исследования ярактинского горизонта. На конденсатность исследовано 13 объектов из десяти скважин. Количество и виды промысловых и лабораторных исследований свободного газа и конденсата месторождения X приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Количество и виды промысловых и лабораторных исследований свободного газа и конденсата X месторождения

Пласт	Начальные данные			
	Число ГКИ	Изучено проб		PVT-исследования
		Газ	Конденсат	
		Сепарации	Стабильный	
I, II ярактинский горизонт	13	91	15	12

Технология промысловых исследований на газоконденсатность заключалась в отработке всего потока продукции скважины с последующим направлением его в сепарационный узел, где происходило разделение пластового флюида на жидкую и газообразную фазы. На скважинах реализовано от 4 до 8 режимов.

### 1.3.3 Состав и свойства пластовых вод

Информация подраздела 1.3.3 скрыта (стр. 25 - 26), т.к. содержит коммерческую тайну.

### 1.3.4 Литолого-петрографическая характеристика пород

Усть-кутский горизонт

В литологическом отношении пласты усть-кутского горизонта Б<sub>3</sub> и Б<sub>5</sub> карбонатного состава, однотипны и представлены доломитами, иногда известковистыми, с прослоями глин. Коллекторами в пластах являются органогенные доломиты с редкой примесью известняка. Примеси известняка встречаются в незначительном количестве (1–3%). Доломиты микро- и

мелкокристаллические. Известняки слагают строматолитовые постройки и их брекчии.

Основными вторичными изменениями в карбонатном разрезе являются перекристаллизация, выщелачивание, стилолитизация, окремнение, засоление. Секущая трещиноватость, как правило, наблюдается в более плотных частях разреза. Трещины заполняются ангидритом, реже битумом и еще реже открытые.

Образцы доломитов можно отнести (по классификации А.А.Ханина) к V-VI классам коллекторов с весьма низкими емкостными и фильтрационными характеристиками.

#### Ярактинский горизонт

В литологическом отношении пласты ярактинского горизонта I и II однотипны и представлены, в основном, песчаниками с единичными прослоями гравелитов, алевролитов и аргиллитов.

Содержание глинистого цемента в породах ярактинского горизонта незначительно и составляет 3-7%, редко 10%. Состав его – хлорит-гидрослюдистый с преобладанием гидрослюды. Отмечены в виде различного вида стяжений вторичные цементы – галитовый, карбонатный, реже баритовый и ангидритовый.

#### 1.3.5 Фильтрационно – емкостные свойства

Пласт Б<sub>3</sub>. Значения пористости в пласте изменяются от 3 до 8% (при среднем значении 6%), проницаемость - от 0,14 до  $0,25 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$  (при среднем значении  $0,20 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ).

Пласт Б<sub>5</sub>. Значения пористости в пласте изменяются от 1 до 7% (при среднем значении 4%), проницаемость - от 0,02 до  $54,7 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$  (при среднем значении  $13,3 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ).

Пласт I. Значения пористости в пласте изменяются от 7 до 16% (при среднем значении 11%), проницаемость - от 0,8 до  $730,5 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$  (при среднем значении  $66,9 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ).

Пласт I+II Центрального блока. Значения пористости в пласте изменяются от 2 до 19% (при среднем значении 11%), проницаемость - от 0,13 до  $921,0 \times 10^{-3} \text{мкм}^2$  (при среднем значении  $73,9 \times 10^{-3} \text{мкм}^2$ ).

Пласт I+II Восточного блока. Значения пористости в пласте изменяются от 4 до 18% (при среднем 10%), проницаемость – от 0,14 до  $756,1 \times 10^{-3} \text{мкм}^2$  (при среднем значении  $68,0 \times 10^{-3} \text{мкм}^2$ ).

Пласт II. Значения пористости в пласте изменяются от 7 до 15% (при среднем значении 11%), проницаемость - от 1,13 до  $112,1 \times 10^{-3} \text{мкм}^2$  (при среднем значении  $10,5 \times 10^{-3} \text{мкм}^2$ ).

#### **1.4 Анализ факторов, влияющие на отказы насосного оборудования при эксплуатации скважин**

Причины отказов в первую очередь разделяют на следующие причины:

1. Субъективные причины
2. Технические причины
3. Геологические причины

Субъективная причина отказа оборудования – причина отказа оборудования, вызванная действиями персонала, связанными с нарушением инструкций и технологических регламентов во время подготовки, вывода скважины на режим (ВНР), эксплуатации скважин и оборудования. А также причины, повлекшие отказ оборудования, связанные с браком выполнения работ при оказании сервисных услуг (в том числе браки, допущенные при ремонте, изготовлении, обслуживании оборудования). К субъективным причинам можем отнести следующие [20]:

- брак подготовки скважины;
- брак подготовки насосно–компрессорных труб (НКТ) и элементов подвески;
- брак вывода на режим установок электроцентробежных насосов (УЭЦН);
- брак эксплуатации УЭЦН;

- брак подбора УЭЦН, отсутствие необходимого оборудования. Неправильный подбор УЭЦН, при котором производительность установки больше притока пластовой жидкости из пласта. В режиме малых подач происходит интенсивный нагрев рабочих органов и корпуса насоса. Возможно плавление изоляции, смещение токоведущих жил удлинителя и кабеля, что приводит к снижению сопротивления изоляционного слоя;
- механическое повреждение кабельной линии;
- нарушение спускоподъемных операций.

Техническая причина отказа оборудования – причина отказа оборудования, обусловленная недостаточной надежностью оборудования при соблюдении обслуживающим персоналом инструкций и технологических регламентов во время подготовки, вывода на режим и эксплуатации скважин и оборудования и при отсутствии субъективного фактора. К таковым можно отнести такие причины как:

- коррозия НКТ и элементов подвески;
- негерметичность лифта НКТ;
- коррозия УЭЦН;
- работа в кривизне;
- брак основного оборудования;
- брак дополнительного оборудования;
- конструктивные недостатки спускаемого оборудования:
  - скрытый дефект в теле кабеля (микротрещины в изоляционном слое обнаруженные при испытании кабеля, но проявившие себя при спуско-подъемных операциях или эксплуатации УЭЦН);
  - старение изоляции кабеля (снижение электроизоляционных свойств кабеля при эксплуатации из-за работы в условиях повышенной температуры, газосодержания);

- нестабильное энергоснабжение.

Геологическая причина отказа оборудования – причина отказа оборудования, связанная со свойствами пласта, пластового флюида, конструкцией, особенностями скважины и проявляющимися в скважине осложнениями. Из геологических причин отказав оборудования, присущих месторождениям Западной Сибири можно отнести такие как:

- необеспечение притока из пласта;
- засорение механическими примесями: забиваются проходные сечения и изнашиваются рабочие органы насоса;
- солеотложения, происходящие интенсивно, при нахождении УЭЦН в растворе глушения до или при эксплуатации. Соли уменьшают свободное пространство между насосом и эксплуатационной колонной. Увеличивается радиальный износ в рабочих органах насоса и повышении вибрации;
- влияние асфальтосмолопарофиновых отложений (АСПО);
- влияние газа;
- высокая температура пласта;
- конструкция скважины.

Это все приводит к преждевременному износу и выходу из строя оборудования. Износ деталей насоса вызывает вибрацию (точнее многократно усиливает ее, так как вибрация неизбежно присутствует при работе установок), которая в свою очередь тоже является неблагоприятным фактором [10].

Абзацы (стр. 30) удалены по причине содержания коммерческой тайны.

## **2 АНАЛИЗ И РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ МЕЖРЕМОНТНОГО ПЕРИОДА, ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НАРАБОТКИ НА ОТКАЗ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ**

### **2.1 Краткий анализ механизированного фонда скважин X месторождения**

Промышленная продуктивность месторождения связана с отложениями пластов вендской системы: I и II ярактинского горизонта (пласты  $B_{10} + B_{13}$ ) и пласты  $B_3$ ,  $B_5$  усть-кутского горизонта. Глубины залегания продуктивных пластов находятся в пределах 2322-2829,5м.

На сегодняшний день в разработке два нефтегазоконденсатных пласта ярактинского горизонта – пласт I+II и пласт I, который введен в эксплуатацию в 2015 году. По характеру насыщения залежи можно охарактеризовать как нефтяные с газоконденсатной шапкой.

Настоящим проектным документом выделено два эксплуатационных объекта:

1) объект Ярактинский горизонт (пласты I и II), состоящий из двух частей:

- Нефтенасыщенная залежь (нефтяная оторочка);
- Газоконденсатная залежь.

2) объект Усть-кутский горизонт состоящий из двух пластов  $B_3$  и  $B_5$ .

На сегодняшний день разбурено около 30% площади нефтеносности, отнесенной к категории  $B_1$ .

На 2016 на месторождении пробурено 140 скважин, из них 126 добывающих и 14 нагнетательных. Проектный фонд нефтяных скважин реализован на 21%. Соотношение добывающих и нагнетательных скважин – 7:1. На месторождении 35 скважин эксплуатируется фонтанным способом и 91 скважин - электроцентробежными насосами.

Из 126 добывающих скважин 88 действующих. Из 14 нагнетательных скважин, 13 действующих и 1 бездействующая.

### 2.1.1 Эксплуатация скважин фонтанным способом

По состоянию на 1.01.2016 действующий фонтанный фонд составляет – 35 скважин. Технологические показатели работы фонтанных скважин приведены в таблице 2.

Для подъема жидкости используются НКТ диаметром 73 мм с глубиной спуска практически до забоя. На устье фонтанных скважин устанавливаются штуцера диаметром 6-18 мм.

Фонтанные скважины эксплуатируются с дебитом по жидкости от 6 до 187м<sup>3</sup>/сут и незначительной обводненностью добываемой продукции от 0 до 3%.

Среднее забойное давление фонтанных скважин X месторождения составляет 12,9 МПа, а пластовое в зоне отбора – 20,3 МПа. При этом депрессия составляет от 3,4 МПа до 18,4 МПа.

Таблица 2 – Технологические показатели работы фонтанных скважин

ПОКАЗАТЕЛИ	Объект		
	Min	Max	Среднее
Глубина спуска НКТ, м	2450	3114	2766
Дебит нефти + конденсат, т/сут	4	152	56
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	6	187	72
Обводненность, %	0	3	1
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	151	4912	1486
Забойное давление, МПа	7,4	17,6	12,9
Пластовое давление в зоне отбора, МПа	16,8	22,4	20,3
Давление затрубное, МПа	4,6	15,9	10,1
Депрессия на пласт, МПа	3,4	18,4	7,4
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /сут*атм	0,146	3,339	1,271

Анализ эксплуатации скважин фонтанного фонда показывает, что процесс добычи нефти сопровождается высокими отборами газа. Газовый



фактор, по скважинам изменяется от  $151\text{м}^3/\text{м}^3$  до  $4912\text{м}^3/\text{м}^3$ . Аномально высокий газовый фактор объясняется прорывами газа из газовой шапки.

Средний текущий коэффициент продуктивности по фонтанным скважинам составляет  $1,271\text{м}^3/\text{сут} \cdot \text{атм}$ .

### 2.1.2 Эксплуатация скважин электроцентробежными насосами

Для подъема жидкости на месторождении применяются электроцентробежные насосы производительностью  $25\text{-}200\text{м}^3/\text{сут}$  и напором от 2100 до 2600м. Скважины эксплуатируются насосами отечественного производства. Распределение УЭЦН по типоразмерам приведено в таблице 3. Таблица 3 – Распределение действующего фонда скважин, оборудованных УЭЦН, по производительности насосов

Типоразмер ЭЦН по производительности, $\text{м}^3/\text{сут}$	Ед. изм.	25-30	45	60	80	125	200	Всего
Всего	шт.	15	8	5	11	10	5	53
	%	27	15	9	21	18	9	100

На месторождении электроцентробежными насосами низкой производительности ( $25\text{-}30\text{м}^3/\text{сут}$ ) оборудовано 15 скважин, что составляет 27% действующего фонда. Насосами средней производительности – от  $45\text{м}^3/\text{сут}$  до  $80\text{м}^3/\text{сут}$  оборудовано 24 скважины (45%). Насосами высокой производительности (свыше  $125\text{м}^3/\text{сут}$ ) на месторождении оборудовано 15 скважин (27%).

Из 53 скважин действующего фонда ЭЦН на постоянном режиме работает 51 скважина, две скважины (№ 106, 1809) работают в режиме накопления.

В таблице 4 представлены технологические показатели работы скважин фонда ЭЦН. В целом на месторождении электроцентробежные насосные установки спускаются на глубину от 2310 до 2732м. Дебит по жидкости

изменяется от 7м<sup>3</sup>/сут до 194м<sup>3</sup>/сут, по нефти+конденсату от 6 т/сут до 152т<sup>3</sup>/сут. Средняя обводненность продукции находится в пределах 4%.

Средние забойные и пластовые давления в зонах работы скважин находятся в пределах: забойное давление – 10,2МПа, пластовое давление – 17,8МПа.

Таблица 4 – Технологические показатели работы скважины фонда ЭЦН

ПОКАЗАТЕЛИ	Объект		
	Min	Max	Среднее
Глубина спуска НКТ, м	2310	2732	2506
Дебит нефти + конденсат, т/сут	6	152	44
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	7	194	55
Обводненность, %	0	56	4
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	151	670	292
Динамический уровень, м	153	2530	1782
Забойное давление, МПа	5.5	17.1	10.2
Пластовое давление в зоне отбора, МПа	14.6	21.5	17.8
Коэф. подачи, д.ед.	0.4	1.2	0.7
Погружение под дин. уровень, м	121	2397	745
Депрессия на пласт, МПа	3.4	18.7	7.6
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /сут*атм	0.061	1.182	0.461

Из 53-х скважин десять № 6, 20, 101, 102, 103, 204, 210, 301, 308, 410 работают с коэффициентом подачи менее 0,5 ед. и требуют работ по оптимизации. Рабочая точка (дебит-напор) лежит в левой части напорной характеристики насоса, за пределами оптимального рабочего диапазона подачи насоса. В этих скважинах рекомендуется провести мероприятия по увеличению продуктивности скважин или спустить насосы меньшего типоразмера.

Большой ликвидированный фонд — это в основном разведочные скважины, выполнившие свое назначение.

Основные причины остановки бездействующей части фонда — это высокий газовый фактор, и технические причины, связанные с неисправностью глубинно-насосного оборудования.

Подавляющее большинство скважин (90%) эксплуатируется с низкой обводненностью (менее 5%). Величина их дебитов нефти изменяется довольно значительно — от 6,2 т/сут до 162,5 т/сут.

Всего за период эксплуатации пласта I+II ярактинского горизонта добычу нефти осуществляли 110 скважин. Накопленная добыча жидкости и нефти, приходящаяся на одну скважину, составила, соответственно, 34,5 тыс. т и 35,7 тыс. т.

За период с 2008 по 2015 годы пробурено 85 скважин с горизонтальным окончанием. С 2006 года пробурено 54 наклонно-направленных скважины.

Горизонтальные скважины имеют более высокий входной и текущий дебит, по сравнению с наклонно-направленными скважинами. Причем эксплуатация обоих типов скважин осуществляется практически при близкой обводненности.

В настоящее время система ППД находится на начальном этапе своего формирования и пока не может обеспечить в полной мере поддержание и восстановление баланса пластовой энергии.

Кроме нефти и попутного газа через добывающие нефтяные скважины осуществляется отбор попутного газа из газовой шапки и, соответственно, конденсата. Процесс добычи нефти сопровождается высокими отборами газа при эксплуатации скважин фонтанного фонда.

Процесс добычи нефти сопровождается высокими отборами газа при эксплуатации скважин фонтанного фонда и эксплуатация скважин электроцентробежными насосами. Газовый фактор, по скважинам фонтанного фонда изменяется от  $151 \text{ м}^3/\text{м}^3$  до  $4912 \text{ м}^3/\text{м}^3$ , эксплуатация

электроцентробежными насосами от  $151\text{ м}^3/\text{м}^3$  до  $670\text{ м}^3/\text{м}^3$ . Аномально высокий газовый фактор объясняется прорывами газа из газовой шапки.

На основании имеющейся в распоряжении промыслово-геофизической информации было получено, что средняя величина коэффициента работающей толщины для пласта I+II невысокая и составляет 0,361. То есть в разработку вовлечено немногим более 36% эффективной перфорированной толщины пласта.

Необходимы дополнительные мероприятия по увеличению нефтеотдачи.

## **2.2 Краткий анализ осложненного механизированного фонда скважин X месторождения**

Осложнения при эксплуатации скважин на X месторождении с высоким газосодержанием и высокой минерализацией пластовых вод будут связаны в основном со следующими причинами [20]:

- асфальтено-смолисто-парафиновые отложения (АСПО) в лифтовых колоннах и выкидных линиях;
- образование гидратных пробок;
- отложения солей на внутрискважинном оборудовании;
- засорение внутрискважинного оборудования (механические примеси, песок, пропант, окалина и др.);
- коррозия внутрискважинного и поверхностного оборудования;
- влияние газа на погружное добывающее оборудование;
- застывание нефти в стволе скважины, замерзание устьев и напорных линий.

Расследованию и определению причин отказов подвергаются УЭЦН, не отработавшие гарантийный срок – 180 суток. При этом принята следующая классификация ремонтов скважин:

- Затянувшийся ремонт – УЭЦН не запускалась в работу после монтажа;

- Повторный ремонт – УЭЦН не отработала 2 суток после первого запуска;
- Преждевременный ремонт – УЭЦН не отработала от 2 до 30 суток;
- Преждевременный ремонт – УЭЦН не отработала от 30 до 180 суток [1].

После отказа более трех месяцев, провисевшее оборудование УЭЦН в скважине, комиссией не рассматриваются.

Далее расследуются причины отказов установок, отработавших более 180 суток (таблица 5).

Таблица 5 – Причины отказов УЭЦН на X месторождении за 2017 год

<b>Причины выхода из строя</b>	<b>Количество, %</b>
Механические примеси	25
Повреждение КЛ	15
Негерметичность НКТ	7
Отказ ПЭД	5
Солеотложения	10
Отложения АСПО	5
Бесконтрольная эксплуатация	8
Организационная причина	8
Брак ремонта ЭЦН	4
Работа в «левой» зоне	9
Гидратообразование	4

### **2.2.1 Механические примеси**

Засорение насосов механическими примесями являются самой частой причиной выхода из строя УЭЦН. В состав механических примесей входят частицы пород продуктивного пласта, продукты коррозии скважинного оборудования, отложения неорганических солей и твердых углеводородов.

Механические примеси в процессе эксплуатации месторождений приводят к целому ряду осложнений. Прежде всего, выносимый из пласта песок является высокоабразивным агентом, против которого не могут устоять никакие стали [4].

Вынос механических примесей оказывает существенное влияние на показатели наработки УЭЦН. Принято считать, что крупные механические частицы вызывают заклинивание насоса, а мелкие – вибрацию и повышенный абразивный износ. Согласно известным статистическим данным, собранным за последние годы на месторождении, процентная доля поломок электроцентробежных насосов от механических примесей намного превосходит влияние других факторов.

Также механические примеси (песок, соль, грязь) оседают в насосных установках вследствие некачественного приготовления промывочной жидкости на растворном узле, если содержание механических примесей в солевом растворе превышает ПДК. Предельно допустимая концентрация по последним нормативным документам не должно превышать 20мг/л. Избыточное отложение механических примесей в насосной установке приводит к заклиниванию рабочих колес или к их износу. При запуске такого насоса увеличивается вероятность выхода из строя вала установки – его слом.

Проблема механических примесей осложняет не только эксплуатацию насосного оборудования для добычи нефти. Песок вызывает катастрофический износ резьбовых соединений насосных труб: при малейшей негерметичности соединений, особенно в обводненных скважинах, он быстро разъедает резьбу и через образовавшийся канал протекает жидкость, снижая подачу, а в дальнейшем приводит к полному ее прекращению. Благоприятные условия для абразивного износа выносимым из скважины песком существуют в штуцерах фонтанных и газоконденсатных скважинах. Штуцера из легированных сталей разъедаются песком в течение 1,5-2сут, а в отдельных случаях в течение часов [3].

Песок, выносимый из скважин, попадает в промышленную систему нефтегазосбора, забивая сборные трубопроводы, на групповые замерно-насосные установки, забивая замерные узлы, сепараторы, клапаны, а также на установки подготовки нефти или конденсата, забивая технологические емкости и резервуары. При образовании песчаных пробок на забое скважин, снижается дебит скважин, или скважина полностью прекращает подачу продукции. Тогда требуется проведение текущего ремонта по удалению песчаной пробки с забоя скважины [15].

На рисунке 3 показаны рабочие органы насосов, у которых проточная часть засорена песком и другими компонентами.



Рисунок 3 – Засорение рабочих органов механическими примесями

### **2.2.2 Солеотложения**

Солеотложения на рабочих органах ЭЦН является одним из основных осложняющих факторов в процессе механизированной добычи посредством УЭЦН. В первую очередь отложения солей происходят на рабочих колесах насоса и на токоведущем кабеле, а также на наружной поверхности погружного оборудования. Соли уменьшают свободное пространство между насосом и эксплуатационной колонной. Увеличивается радиальный износ в рабочих органах насоса (износ рабочих колес, направляющих аппаратов, защитных втулок вала и промежуточных радиальных подшипников ЭЦН) и повышении вибрации.

Солеотложения по своей природе возникают по ряду следующих причин [12]:

1. превышение равновесной составляющей вещества или же его ионов в составе раствора. Это приводит к возможному выпадению в осадок данного вещества с последующим отложением на рабочих органах погружного оборудования.
2. Смешение пластовых и закачиваемых вод, которое в свою очередь зависит от используемого способа заводнения нефтяного месторождения.

Абзац (стр.40 – 41) удален по причине содержания коммерческой тайны.

### **2.2.3 Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО)**

АСПО зачастую представляет собой густую, в некоторых случаях твёрдую углеводородную смесь бурого, тёмно коричневого или же чёрного цвета, состоящую в основном из парафинов (от 20 до 70 %), а также асфальто – смолистые вещества.

Абзац (стр. 41) удален по причине содержания коммерческой тайны.

### **2.2.4 Работа насоса в «левой» зоне**

Работа УЭЦН в «левой» зоне характеризуется чрезмерно низким дебитом жидкости скважины, а также повышением износа насоса при нормальной частоте тока электродвигателя. Скорость износа насоса увеличивается вследствие «падения» лопаточек в ступенях насоса и их истирания о нижнюю часть ступени. Поэтому работа насоса в «левой» зоне считается весьма неблагоприятным фактором, и ее всячески стараются избегать при добыче.

Последствия, возникающие при работе насоса в «левой» зоне [8]:

- Перерасход электроэнергии;
- ограничения по расходу – в области малых подач происходит срыв потока на лопатках, насос начинает работать крайне неустойчиво;



- Низкое КПД (при маленьких расходах получается за счет удара воды при входе в рабочее колесо);
- Кавитация – нарушению сплошности потока внутри рабочего колеса при его вращении;
- Обратные токи;

Самой основной причиной работы в «левой» зоне – это наличие высокого газового фактора.

Абзац (стр. 42 - 43) удален по причине содержания коммерческой тайны.

#### **2.2.4 Гидратообразование**

Продуктивный пласт сложен рыхлыми неустойчивыми породами (песок), при эксплуатации скважин с большим дебитом возможно разрушение призабойной зоны. Твердые частицы, выносимые из пласта, способствуют эрозии (разъеданию) подземного и наземного оборудования, образованию пробок, подземным обвалам и т. д. Обеспечить нормальную эксплуатацию скважины можно поддержанием нормального градиента, меньшего, чем допустимое его значение, созданием условий выноса частиц из ствола на поверхность и применением методов крепления призабойной зоны пласта [11].

Гидратообразование происходит при температуре более низкой, чем температура выпадения парафинов. Поэтому при обводненности менее 50% наблюдаться образование гидратопарафиновых пробок, основу которых составляют парафиновые фракции.

Природные газы в условиях пласта насыщены парами воды, которые конденсируются и скапливаются в скважине и нефтепроводе. Таким образом, образуются твердые кристаллические вещества, называемые кристаллогидратами.

По внешнему виду гидраты напоминают снег или лед, это неустойчивые соединения и при нагревании или понижении давления быстро разлагаются на газ и воду.

Образовавшиеся гидраты могут закупорить скважины, нефтепроводы, сепараторы, нарушить работу измерительных приборов и регулирующих средств.

## 2.3 Виды отказов фонда скважин нефтегазоконденсатного месторождения X

Для более четкого представления всей картины, необходимо классифицировать причины отказов установок по видам отказов (рисунок 6).

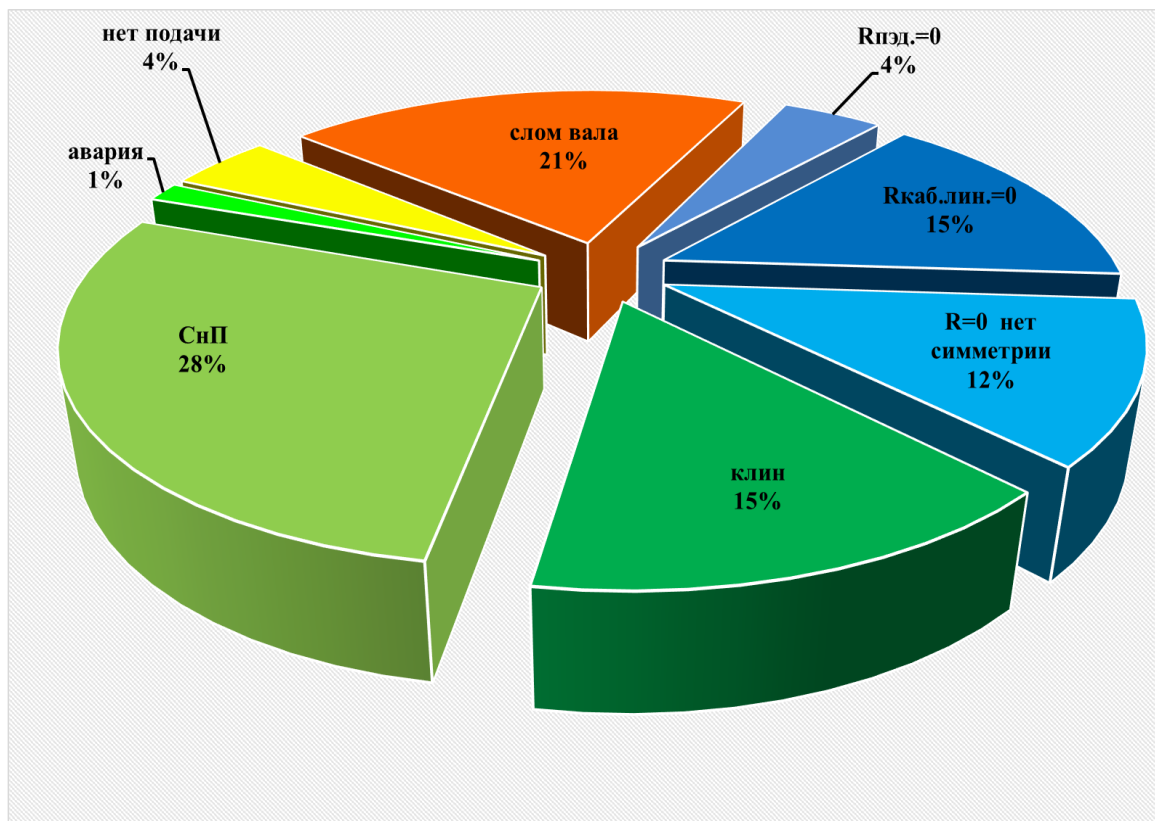


Рисунок 6 – Отказы УЭЦН на нефтегазоконденсатном месторождении X за 2017 год

Основная часть отказов происходит из-за  $R = 0$  (31%):

1. Причинами  $R=0$  КЛ (снижение изоляции КЛ – 15%) являются:

- 1.1. Нарушения технического процесса на рабочей площадке ТКРС протаскивания удлинителя через кабельный ролик, что приводит к «потяжке» жил в муфте токоввода, нарушение компаунда токопроводящих жил;
- 1.2. Нарушение скорости спуска УЭЦН в скважину;
- 1.3. Вздутие изоляции кабеля с агрессивной средой;
- 1.4. Брак подготовки скважины, отсутствие дополнительных работ с э/к с осложненным срывом ПШ;

2. Причинами  $R = 0$  нет симметрии (прогар КЛ – 12%) являются:

- 2.1. Многократное превышение токовых нагрузок по отношению паспортных характеристик кабеля в момент расклинивания УЭЦН. Также при кратковременном повышении тока при метеоусловиях (гроза);
- 2.2. Механическое повреждение изоляции кабельной линии при спуске УЭЦН;

3. Причинами  $R = 0$  ПЭД (снижение изоляции ПЭД – 4%):

- 3.1. Недостаточно квалифицированный персонал ЭПУ, который произвел монтаж УЭЦН с нарушением «регламента монтажа ЭПУ»;
- 3.2. Не правильная подборка УЭЦН с производительностью выше, чем приток из пласта, что привело к недостаточному охлаждению ПЭД;
- 3.3. Несоответствие категории ПЭД по единому технологическому стандарту для эксплуатации в агрессивной среде согласно расчетных данных;

Значительная часть отказов происходит и в результате снижения производительности (28%) и слома вала (21%).

Основными причинами СнП на месторождении X являются:

- “Несвоевременный перевод в УПР/АПВ режим” в результате получили эксплуатацию УЭЦН в левой зоне РНХ (расчетнонапорные характеристики), износ и перегрев рабочих органов, опорных буртов и ступиц;
- Нарушение технологии вывода на режим и снижение динамического уровня на критические отметки менее 200м над приемом насоса вызывал частые срывы подачи и эксплуатации рабочих органов УЭЦН на сухую;
- Эксплуатация в агрессивной среде, т.е. отложения АСПО, солей, механических примесей, что в последствии привело к засорению

рабочих органов УЭЦН, уменьшая проходную способность и как следствие производительность;

Причины слома вала:

- Методика расклинивания УЭЦН проводилась с нарушением техническим инструкциям от завода изготовителя;
- Не правильная подборка ПЭД к компоновке УЭЦН, где мощность ПЭД больше на 25-30% мощности УЭЦН;
- Некомпетентность подрядных организаций;

Необходимо рассмотреть и остальные виды отказов УЭЦН, соответственно и причины, для их предотвращения и тем самым увеличения МРП и ННО.

Причины отказа клин (15%):

- Большое отложение солей и твердых механических примесей на внутренних рабочих органах УЭЦН приводило к заклиниванию рабочих колес и остановке УЭЦН по защите от перегруза;
- Ввиду работы УЭЦН не в номинальном режиме привел к износу нижних текстолитовых шайб до металла, что приводит к подклиниванию УЭЦН при эксплуатации, а при остановке насоса к опусканию рабочих колес друг на друга, что приводит к «механическому» клину;
- Частых срывов подачи из-за высокого газового фактора и работы внутренних рабочих органов УЭЦН «на сухую», что приводит к перегреву и расширению металла рабочих аппаратов, следствием такой эксплуатации является солеотложения;
- Работа УЭЦН в левой зоне РНХ либо некорректный подбор ЭПО для работы в агрессивной среде привело к перегреву ПЭДа выше допустимых значений, что привело к электроклину;

Основные причины отказа нет подачи (4%):

- Ввиду большой СПО труб НКТ происходит не герметичность труб НКТ;
- Отложение АСПО и солей не только на органах УЭЦН, но и в подвеске НКТ в интервале 0-900м из-за перепада температур;
- Методика расклинивания УЭЦН проводилась с нарушением технической инструкции от завода изготовителя что привело к слому вала в газосепараторе.

## **2.4 Способы борьбы и пути решения, направленные на повышение показателей межремонтного периода и наработки на отказ**

### **2.4.1 Методы борьбы с механическими примесями**

Опыт эксплуатации месторождений показывает, что вынос механических примесей отрицательно влияет на работоспособность погружного внутрискважинного оборудования, приводя к преждевременным отказам насосов.

Повышенный вынос механических примесей наблюдается в период вывода скважин на режим после ремонта как ПРС, так и КРС, при отработке после ГРП.

Для предупреждения или уменьшения выноса механических примесей необходимо следить за состоянием текущих забоев скважин и производить перед запуском насоса очистку забоя гидрожелонками или другими устройствами.

Кроме того, необходимо строго соблюдать технологическую дисциплину при проведении ГРП.

Механические примеси имеют как пластовое происхождение, так и заносятся с поверхности при проведении ремонтов. При увеличении депрессий на пласт следует ожидать и увеличение отказов, связанных с выносом твердых взвешенных частиц.

Для увеличения наработки на отказ большую роль играет контроль за состоянием текущего забоя скважин.

Основными мероприятиями для снижения вероятности

преждевременного отказа ЭЦН при запуске являются:

- промывка забоя после ремонта;
- осуществление плавного запуска;
- установка в скважинах фильтров, противопесочных и газопесочных якорей.

Отключения электроэнергии, как плановые, так и внеплановые увеличивают количество остановок и последующих запусков ЭЦН. Из опыта эксплуатации нефтяных месторождений при каждом запуске и выводе на режим отмечается повышенное содержание механических примесей в продукции скважин, что отрицательно влияет на работоспособность оборудования. С каждым дополнительным запуском, повышается вероятность преждевременного отказа ЭЦН.

#### **2.4.2 Методы борьбы с солеотложениями**

Процесс солеотложения представляет собой массовую кристаллизацию солей из перенасыщенных водных растворов в сложных гидротермодинамических условиях в присутствии нефтяных компонентов и других примесей, влияющих на кинетику кристаллизации и свойства осадков. В составе осадков преобладают соли: сульфаты кальция, карбонаты кальция, барит и др.

В большинстве случаев причиной отложения солей служит нарушение карбонатного равновесия вследствие изменения термобарических параметров. Интенсивность осадкообразования при этом увеличивается с повышением температуры и уменьшением давления. Более интенсивное отложение солей наблюдается в трубах малого диаметра (до 50мм), в задвижках, клапанах, переходных патрубках, что обусловлено повышенной турбулизацией в этих местах газожидкостного потока.

В скважинах, оборудованных ЭЦН, отложения солей обнаруживаются на сетке насоса, поверхности погружного электродвигателя, валах и направляющих аппаратах насоса, токоведущем кабеле.

На пересыщенных пластовых водах карбонатными солями могут

оказывать влияние такие факторы как:

- большое содержание растворенной углекислоты в закачиваемой воде;
- нагнетание в пласт химических реагентов;
- поверхностно-активные вещества нефти, переходящие в воду;
- жидкости, применяемые при глушении скважин.

В каждом конкретном случае причиной отложения солей может стать любой из перечисленных факторов или совокупность нескольких. Однако некоторые из них будут вызывать временные осложнения в работе скважин в зависимости от периода их влияния, а изменение термобарических параметров является постоянной и наиболее превалирующей причиной выпадения осадка.

Основные, наиболее распространенные методы предотвращения солеотложений и борьбы с ними приводятся в таблице 6

Таблица 6 – Методы борьбы с отложениями солей

Методы	Технология (разработчик)
Механические	1. НКТ с внутренними покрытиями. 2. Очистка труб скребками (Канада «ДДТ»)
Магнитные	1.Магнитный диспергатор солеотложений («Омский электромеханический завод») 2. Поверхностные переводники МАГНИФЛО (ОАО «Новые нефтяные технологии») 3. Магнитно-импульсный способ удаления (РМНТК «Нефтеотдача») 4. Устройство с использованием постоянных магнитов («Азнипинефть»)
Химические	1. ХПКС-010, ХПС-005, ХПС-001, ХПС-007 (ЗАО «Когалымский завод химреагентов») 2. СНПХ-5311, СНПХ-5312, СНПХ-5314, СНПХ-5311М, СНПХ-5313, СНПХ-5301М (НПО «Ниинефтепромхим», Казань) 3. Реапон-101 («Гипровостокнефть») 4. ПАФ-13А («СибНИИНП») 5. Составы «BAKER PETROLITE» (США) 6. Ингибиторы солеотложений («Котловский химзавод»)

Для предупреждения отложения солей существуют и технологические



методы (в таблице не показаны). К ним относятся:

- правильный выбор источников водоснабжения для поддержания пластового давления;
- увеличение скорости водонефтяного потока в трубах.

Магнитные средства профилактики солеобразования основаны на обработке добываемого флюида магнитными, электрическими и акустическими полями. Как правило, эти методы обеспечивают локальный эффект.

Наиболее прогрессивным методом борьбы с солеотложением является химический метод с использованием ингибиторов солеотложений. К ингибиторам отложения солей предъявляются следующие требования:

- реагенты должны быть совместимы с минерализованной водой;
- иметь низкие температуры застывания, вязкость и коррозионность;
- обладать хорошими адсорбционно-десорбционными характеристиками, температурной устойчивостью, минимальной токсичностью;
- ингибиторы не должны оказывать побочные действия на другие химические реагенты, применяемые в нефтедобыче.

В настоящее время разработано большое количество ингибиторов солеотложения. Для предупреждения отложения солей рекомендуются ингибиторы типа ПАФ. Разработаны летняя и зимняя формы реагентов, физико-химические свойства которых отвечают предъявленным требованиям к ингибиторам.

Ингибиторы следует применять по двум технологиям: периодической задавкой в призабойную зону пласта и постоянной дозировкой в затрубное пространство скважин. Методы подачи реагентов в скважину изложены в РД 39-0148070-ООЗВН ИИ-86 "Технология применения ингибитора отложения солей ПАФ-13А зимний в добывающих скважинах".

При обработке скважин ингибитором солеотложения методом закачки

в призабойную зону пласта необходимо обеспечить достаточное количество ингибитора для более полной адсорбции в пласте. Удельный расход реагентов типа ПАФ - 10 г/т попутно добываемой воды.

Непрерывную подачу ингибитора осуществляют при отложении солей выше приема насоса.

Абзац (стр. 52) удален по причине содержания коммерческой тайны  
Технология Эфрил МРП по борьбе с солеотложениями [6].

Технология представляет собой оптимизированный комплекс мер, направленных на борьбу с солеотложениями (кальцита, барита, гипса, галита, сульфидов железа и других) - для удаления, ингибирования и диспергирования отложений, образовавшихся на оборудовании и трубопроводах при добыче и транспортировке нефти. Этот комплекс мер направлен на увеличение МРП.

Схема реализации:

- химический инжиниринг и выдача рекомендаций и схем обработок с необходимыми модификациями реагентов и требуемыми дозировками, в зависимости от условий месторождений;
- предупреждение образования солей с применением высокоэффективных ингибиторов солеотложений Эфрил ИСО 72 различного назначения;
- применение специального моющего препарата Эфрил МЛ (растворитель – диспергатор) для очистки нефтепромыслового оборудования от солей на основе модифицированных кислот, щелочей и специальных добавок в зависимости от типа солеотложений;
- возможность предложения применения ингибиторов солеотложений в капсулированном и контейнерном виде;
- использование комплексных реагентов: ингибиторы коррозии – бактерициды, ингибиторы коррозии – ингибиторы солеотложений.

### **2.4.3 Методы борьбы с асфальтосмолопарафинистыми отложениями**

При эксплуатации нефтяных скважин отложения парафина в насосно-компрессорных трубах уменьшает полезное сечение НКТ и, как следствие, значительно снижает добычу нефти и увеличивает расход электроэнергии при ее откачке. Для борьбы с отложениями АСПО на рабочих узлах погружного насосного оборудования и в НКТ проводят обработки скважин химреагентами-растворителями. Методы и объемы обработок зависят от физико-химических свойств добываемой жидкости, параметров работы скважин.

С целью совершенствования методов борьбы с АСПО отечественными и зарубежными разработчиками предлагаются технологические, тепловые, химические и магнитные методы, представленные в таблице 7.

Наиболее прогрессивным способом борьбы с парафиноотложением является химический способ с использованием ингибиторов и удалителей парафиноотложения.

Исходя из опыта применения реагентов, можно рекомендовать ингибиторы: СНПХ-7401, СОНПАР, а также удалители: гексановую, бензиновую фракцию с добавлением кубовых остатков производства бутиловых спиртов (РПС-67). Легкую пиролизную смолу (ЛПС) с гексановой фракцией в отношениях 1:3–1:1.

Для предотвращения простоя работающих скважин по причине парафиноотложения необходимо:

- скважины с интенсивной парафинизацией оборудования, где межочистной период изменяется от 5 до 20 суток, обрабатывать ингибиторами парафиноотложения типа СНПХ, ИПС по методу непрерывного дозирования с помощью насосов типа НД, УДС, УДЭ;
- скважины с невысокой интенсивностью парафинизации, у которых межочистной период изменяется от 20 до 30 суток, рекомендуется обрабатывать удалителями;

- для своевременного выявления парафиноопасных скважин необходимо оборудовать малодебитные скважины с незначительной обводненностью термокарманами.

Также возможно применение НКТ с покрытием стекла и эмали, ингибиторов парафиноотложений СНПХ-7920М, СНПХ-7912М, ингибитора комплексного действия СНПХ-7941.

Таблица 7 – Методы предупреждения и борьбы с АСПО

Методы	Технология (разработчик)
Технологические	1. Скребок «Кыргыз-5», «Кыргыз-6» («ТатНИПИнефть»)
	2. Лебедка Сулейманова для ЭЦН (ООО «Северный край», г. Екатеринбург)
	3. Полуавтом. установка ПАДУ-3 для ЭЦН, ФОН и КГ («Прецезион»)
	4. Станция управления установки депарафинизации труб скребками УДС-1М для ЭЦН и ФОН (НПО «Нефтеавтоматика»)
	5. Устройство контроля АСПО в скважинах («ПермНИПИнефть»)
	6. Трубы с покрытием - стекло, эмаль, лакокрасочное
	7. Создание волны отрицательного давления (патент № 1700207)
	8. Формирование в НКТ пристенного слоя нефти (патент № 1553653), и формирование в НКТ газового слоя (патент № 1665026)
	9. Скребок гидромеханический СГМ 146-1 для очистки обсад.колонн (г. Омск)
	10. Клапанное устройство для промывки (патент № 2100.752)
	11. Стеклопластиковые насосные штанги («ПТП Томск сервис»)
	12. Штанговращатель ШВ-08-01 (ОАО «Буланашский машзавод»)
	13. Штанги насосные со скребками-центраторами (ОАО «Очерский машзавод»)
Химические	1. Удаление и предотвращение АСПО составами («ПермНИПИнефть»)
	2. Ингибиторы СНПХ-7920, СНПХ-7401, СНПХ-7850, СНПХ-7963, СНПХ-7912, СНПХ-7909, СНПХ-ИПГ-11, СНПХ-7920М, СНПХ-7912М, СНПХ-7870, СНПХ-7941, СНПХ-7р-14 (НПО «НИИнефтепромхим», Казань)
	3. Ингибитор РТФ-1, РТ-1М (ООО НПП «Химнефть», Казань)
	4. Составы («ТюмГНГУ»)
	5. Составы «BAKER PETROLITE» (США)
	6. Толуольная фракция («Волжский завод СК»)
	7. ИНПАР-1, ИНПАР-2 («Уфимский завод синтетического спирта»)
	8. МЛ-72, МЛ-80, ВРК (ПО «Полимер»)
	9. Р-2, Р-3, Р-4 (Салаватский НХК, ПО «Азот»)
	10. Бутилбензольная фракция, пиролизная смола (ПО «Оргсинтез»)
	11. Гексановая фракция (Нижекамский НХК)
	12. ИНПАР, СОНПАР («Уфимский опытный химзавод»)
	13. Растворитель АСПО УП-1 (ООО «Рембурсервис», Когалым)

Магнитные	1. Поверхностные переводники МАГНИФЛО МАГНУМ (ОАО «Новые нефтяные технологии»)
	2. Магнитно-импульсный способ удаления (РМНТК «Нефтеотдача»)
	3. Система «Патрол» («ПРОДАКШН ДАЙНЭМИКС ЛТД»)
	4. Магнитный аппарат «МАРМ-7» для ЭЦН, ШГН и ФОН («Пермнипинефть»)
	5. «Энергомаг»
	6. Технология «Энеркет» (фирма PARA TECH, Канада)
	7. Устройство «Магнолеум»
Тепловые	1. Нагреватель электрический скважинный индукционный НЭСИ 50-122 («ТатНИПИнефть»)
	2. Оборудование для подогрева нефтепродуктов («Новотех»)
	3. Агрегат для депарафинизации скважин горячей нефтью АДПМ-16/150 (НПАК «Ранко»)
	4. Агрегат для депарафинизации АДПМ-12/150-У1 (ОАО «Первомайскхиммаш»)
	5. Технология разработки залежей парафинистых нефтей (РМНТК «Нефтеотдача»)
	6. Установка «Паратрол» (США)
	7. Устьевой нагреватель УН-02
	8. Устьевой нагреватель ППТ-0.63 (АО «Сарэнергомаш»)
	9. Греющий кабель
	10. Очистка штанг на базе (ПО «Белорусьнефть»)

Технология Эфрил МРП по борьбе с АСПО [6].

Технология представляет собой оптимизированный комплекс мер, направленных на борьбу с асфальтосмолопарафиновыми отложениями - для удаления, ингибирования и диспергирования парафиновых отложений, образовавшихся на оборудовании и трубопроводах при добыче и транспортировке нефти. Этот комплекс мер направлен на увеличение показателя МРП.

Схема реализации:

- химический инжиниринг и выдача рекомендаций и схем обработок с необходимыми модификациями реагентов и требуемыми дозировками, в зависимости от условий месторождений;
- удаление АСПО с применением растворителей марки Эфрил, которые зарекомендовали себя на нефтяных месторождениях всех регионов России;

- предупреждение АСПО с применением ингибиторов АСПО серии Эфрил 417 М различного назначения: моющего, детергентного, модифицирующего и депрессорного типа;
- применение специального моющего препарата Эфрил МЛ для очистки нефтепромыслового оборудования от АСПО (термохимическая обработка скважин);
- использование комплексных реагентов: ингибиторы коррозии – бактерициды, ингибиторы коррозии – ингибиторы солеотложений, ингибиторы коррозии – ингибиторы парафиноотложений – деэмульгаторы.

#### **2.4.4 Мероприятия по предупреждению гидратообразования**

Информация подраздела 2.4.4 скрыта (стр. 56 - 58), т.к. содержит коммерческую тайну.

#### **2.4.5 Мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией**

Некоторые сведения о технологиях предупреждения и борьбы с коррозией и их разработчиках приводятся в таблице 8.

Таблица 8 – Методы борьбы с коррозией

<b>Методы</b>	<b>Технология (разработчик)</b>
Механические	Скребок “Кыргыч -5” («Татнипинефть»)
	Система протекторной защиты («Татнипинефть»)
	Футирование стальных труб полиэтиленом («Татнипинефть»)
Магнитные	Поверхностные переводники МАГНИФЛО (ЗАО “Новые нефтяные технологии”)
Химические	ХПК-001, ХПК-002 ХПК-007 (ЗАО “Когалымский завод химреагентов”)
	СНПХ-6301 марки А (летняя), Реапон-И (Уруссинский опытный химический завод)
	СНПХ-1004, Альпах, Амфикор. (ПО “Химпром”)
Биологические	Составы “PETROLITE”

Основными методами в настоящее время являются применение защитных покрытий, в основном для труб (НКТ и др.) и закачка химических реагентов.

Целесообразно испытать следующие реагенты для уменьшения коррозии оборудования:

- ХПК-001, ХПК-002, ХПК-007, имеющих температуру застывания – 40 –60<sup>0</sup>С. Закачивают их непрерывно или периодически. Из опыта применения в Западной Сибири защитный эффект составляет более 95%.
- амфикор (по ТУ 39-12966038-004-95), температура застывания – 55<sup>0</sup>С. Защитное действие – 90% при дозировке реагента 25г/м<sup>3</sup>.

Технология Эфрил МРП по борьбе с коррозией [6].

Технология представляет собой комплекс мер, направленных на борьбу с коррозией и биокоррозией, обеспечивает защиту нефтепромыслового оборудования с высоким содержанием кислых газов: углекислого газа, кислорода, сероводорода и сернистых соединений. Кроме того, серия бактерицидов успешно подавляет жизнедеятельность сульфатвосстанавливающих бактерий, вызывающих биокоррозию нефтепромыслового оборудования.

Схема реализации:

- химический инжиниринг и выдача рекомендаций и схем обработок с необходимыми модификациями реагентов и требуемыми дозировками, в зависимости от условий месторождений;
- осуществление защиты от различных видов коррозии с применением ингибиторов коррозии серии Эфрил ИК;
- обеззараживание нефтепромысловых сред с применением бактерицидов – поглотителей сероводорода серии Эфрил В15;
- применение поглотителя кислорода серии Эфрил;
- в случае необходимости использование комплексных реагентов: ингибиторы коррозии – бактерициды, ингибиторы коррозии – ингибиторы солеотложений.

#### **2.4.6 Влияние газа на погружное добывающее оборудование**

Газосодержание продукции X месторождения высокое и находится в

пределах 121-151 м<sup>3</sup>/т. При расчетах по выбору оборудования и глубине спуска насосов в скважину необходимо учитывать следующие технологические требования регламентов:

- содержание свободного газа на приеме насоса без газосепаратора не должно превышать допустимых значений, установленных заводом – изготовителем (25% для УЭЦН);
- минимальное погружение насоса под динамический уровень, выраженного в единицах давления, не должно быть менее – 0.5 МПа.

В скважинах на приеме насоса может находиться большое содержание газа в свободном состоянии. Одним из кардинальных способов борьбы с негативным влиянием газа на работу насоса является установка газосепаратора на приеме насоса.

Для обеспечения стабильной работы УЭЦН при повышенном газосодержании необходимо на прием насоса устанавливать газостабилизирующие модули:

- при содержании газа на входе в насос до 50% по объему – применять газосепаратор;
- при содержании газа на входе в насос до 68% по объему – применять тандем "газосепаратор + диспергатор".

Для установок ЭЦН отечественной промышленностью налажен серийный выпуск газосепараторов и диспергаторов типа ЗМНГБ, ГДН, ГН, МН-ГСЛ, ГСА, МНГД, МНДБ.



### 3 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД, НАПРАВЛЕННЫЙ НА ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ОТКАЗОВ, СПОСОБСТВУЮЩИХ УВЕЛИЧЕНИЮ МРП И ННО НА X МЕСТОРОЖДЕНИИ

Разработка и внедрение мероприятий, предотвращение отказов, направленных на увеличение МРП и ННО (таблица 9), является резервом повышения эффективности работы насосного фонда скважин всей системы эксплуатации месторождения в целом и увеличения суточной добычи флюидов.

Таблица 9 – Мероприятия, направленные на предотвращение отказов, способствующих увеличению МРП и ННО

Виды отказов		Предотвращение отказов
СнП (снижение производительности)	СнП (снижение производительности)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Для предотвращения причины «СнП», повлекшая «левая зона» работы УЭЦН, переводить работу насоса в периодический режим (режим по давлению, УПР, АПВ).</li> <li>• Для перевода скважины в периодический режим применять обратные клапана. Составление и утверждение графиков своевременного растравливания колонны НКТ на ДЕ (дренажная емкость), графиков спуска скребка</li> </ul>
	Слом вала	<ul style="list-style-type: none"> <li>• производить расклинивания УЭЦН согласно утвержденного регламента предприятия (составленный согласно ТУ от завода изготовителя). Составить алгоритм проведения мероприятий по расклиниванию с определением характера заклинивания, использование ПЧРП (передвижной частотно регулируемый привод).</li> </ul>
	Клин	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Для предотвращения причины «Клин», повлекшая отложения солей на рабочих органах насоса, рассмотреть вопрос применения капиллярной дозировки реагентов на прием УЭЦН, используя УДЭ. Добавление реагентов с помощью устьевых дозаторов. (рассмотреть на комплектацию УЭЦН с КСТР (контейнер скважинный с твердым реагентом) либо применение УЭЦН с применением полимеров)) Так же проводить промывки. В связи высокого газового фактора рассмотреть вопрос о применении в компоновке УЭЦН сдвоенного газосепаратора-диспергатора, вихревого газосепаратора, МФОН</li> </ul>

	R=0 КЛ (снижение изоляции кабельной линии)	<ul style="list-style-type: none"> <li>•производить расчёт глубины спуска на дополнительный участок ствола скважины (не более 60 градусов на 10м или менее 2х минут на 10м). Так же контролировать спуск УЭЦН бригады КРС (0.25 м/с- норм. спуск, 0.15м/с-в кривизне).</li> <li>•Для предотвращения «затяжек» кабеля у муфты токоввода, при монтаже УЭЦН устанавливать протектолайзеры, а также протаскивать удлинитель во время монтажа через подвесной ролик находящегося на рабочей площадке согласно тех.условиям по монтажу.</li> <li>•Проведение дополнительных работ с эксплуатационной колонной в случае осложненного срыва ПШ(планшайба) либо рассмотреть приподъем ЭЦН</li> </ul>
	R=0. Нет симметрии звезды (прогар кабельной линии)	<ul style="list-style-type: none"> <li>•производить расклинивания УЭЦН согласно утвержденного регламента предприятия (составленный согласно ТУ от завода изготовителя).</li> </ul>
	R=0 ПЭД (снижение изоляции погружного электродвигателя)	<ul style="list-style-type: none"> <li>•усилить требования качества к монтажу(контроль). Повышение уровня квалификации ЭПУ. Так же обеспечить своевременный приток ПЭД (подбор компоновки в скважину для исключения перегрева ПЭД).</li> <li>•Своевременно рассматривать на перевод скважины в периодический режим в случае снижения потенциала скважины</li> <li>•Подбор оборудования согласно заявленных расчетных параметров</li> </ul>
	Нет подачи	<ul style="list-style-type: none"> <li>•необходимо учитывать количество СПО труб НКТ. Проведения «прямых» и «обратных» промывок. Проведение нагнетания воды через буферную задвижку на рабочий ЭЦН (контроль затрубного давления и динамического уровня)</li> <li>•Установка УДЭ</li> <li>•Проведение мероприятий по устранению АСПО в НКТ</li> </ul>

Исследования основных причин и видов отказов приводит к тому, что наиболее эффективные мероприятия по предотвращению отказов и

направленные на увеличение МРП и ННО, прежде всего направлены на СнП, слом вала и  $R = 0$  кабельной линии и ПЭД.

# ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5П	Харьковской Нелле Сергеевне

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

## Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Исходные данные для определения стоимости ресурсов, принятые на основании цен ООО «База по ремонту погружного оборудования»
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Доля единовременных и переменных затрат, стоимость проведения ГТМ
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	НДС (18%), налог на прибыль (20%), налоговый кодекс РФ ФЗ «О таможенном тарифе»

## Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Расчет дохода и себестоимости добываемой продукции	Расчет прироста добычи нефти и себестоимости после проведения мероприятия по установке газосепаратора-диспергатора
2. Определение экономической эффективности	Расчет и анализ экономической эффективности мероприятия по установке газосепаратора-диспергатора

## Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Расчетные формулы
2. Таблицы:
– Показатели работы фонда эксплуатационных скважин и стоимости оборудования
– Исходных данные для расчета экономических показателей

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Харьковская Нелля Сергеевна		

#### **4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

Одной из основных проблем при эксплуатации установок погружных электроцентробежных насосов в условиях Западной Сибири является повышенное газосодержание на входе в насос, приводящее к срывам подачи и выходу из строя дорогостоящего оборудования. Для решения данной проблемы может быть применен газосепаратор-диспергатор, который устанавливается вместо входного модуля. Основным показателем, характеризующим экономическую эффективность данного мероприятия, будет увеличение межремонтного периода, а вследствие этого дополнительная добыча нефти [14].

Расходы на проведение данного мероприятия будут складываться из единовременных затрат на покупку оборудования и эксплуатационных затрат, связанных с текущими издержками на оплату электроэнергии, добычу нефти, переработку, транспортировку, обслуживание скважины в течение года и заработную плату работников.

Так как проектируемое мероприятие по установке газосепаратора-диспергатора на прием ЭЦН проводится в течение одного года и эффект от его проведения наблюдается только в текущем году, то экономическая эффективность рассчитывается без учета дисконтирования. Исходные данные для проведения расчёта приведены в таблицах 10 и 11.

Таблица 10 – Показатели работы фонда эксплуатационных скважин и стоимости оборудования

<b>Показатель</b>	<b>Значение до внедрения</b>	<b>Значение после внедрения</b>
Средний дебит по нефти, т/сут.	10	10
Средняя наработка на отказ, сут.	108	226
Средняя продолжительность ремонта, час	130	130
Средняя стоимость 1 ремонта ТРС руб./ед.	512600	512600

Продолжение таблицы 10

Затраты на приобретение газосепаратора-диспергатора ГСНД5-250, руб./ед.	0	60000
---	---	-------

Таблица 11 – Исходные данные для расчета экономических показателей

Показатель	Единица измерения	Значение
1	2	3
<b>Цена реализации:</b>		
Нефти на внутреннем рынке (с НДС)*	руб./т	25749,79
Нефти на внешнем рынке**	долл.США/баррель	70,01
<b>Налоги и платежи (НК РФ):</b>		
Таможенная пошлина*	долл.США/т	30
НДС	%	18
Налог на прибыль	%	20
Ставка НДС*	руб./т	919
<b>Эксплуатационные затраты:</b>		
Стоимость 1 операции ТРС*	руб./бр.час	6312,8
Энергетические на 1т добычи жидкости механизированным способом*	руб./т	64
Расходы на оплату труда*	тыс.руб./скв.	923,6
Сбор и транспорт нефти*	руб./т	313,6
Технологическая подготовка нефти*	руб./т	308,4
Расходы по экспорту нефти*	руб./т	1012
<b>Дополнительные данные:</b>		
Курс российского рубля**	руб./долл.США	62,71

Доля нефти для продажи на внешнем рынке*	%	60
--	---	----

\* по данным на 2018 год

\*\* средневзвешенный за 2018 год

#### 4.1 Расчёт дополнительной добычи

Расчет прироста добычи нефти. Дополнительную добычу нефти ( $\Delta Q$ ) от оборудования скважин газосепаратором-диспергатором вычислим согласно ГОСТ Р 53710-2009 от 01.07.2011 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки» [16, 17]:

$$\Delta Q_t = (q_1 - q_2) \times 365 \times K_3 + \Delta \text{МРП} \quad (6.1)$$

где  $q_1$  и  $q_2$  - среднесуточный дебит скважины нефти до и после внедрения, т/сут;

$K_3$  – коэффициент эксплуатации;

365 – количество дней в году;

$\Delta \text{МРП}$  – дополнительная добыча нефти в результате увеличения межремонтного периода, т/год.

$$\Delta \text{МРП} = (N_{\text{до}} - N_{\text{после}}) \times T \times q_{\text{ср}} \quad (6.2)$$

где  $N_{\text{до}}$  – количество ремонтов за скользящий год до установки ГСНД5-250, по причине срыва подачи;

$N_{\text{после}}$  – количество ремонтов за скользящий год после установки газосепаратора-диспергатора, по причине срыва подачи;

$q_{\text{ср}}$  – средний дебит одной скважины, т/сут;

$T$  – средняя продолжительность ремонта, час;

$$N_{\text{до}} = \frac{365}{\text{СНО}_{\text{до}}} \quad (6.3)$$

$$N_{\text{после}} = \frac{365}{\text{СНО}_{\text{после}}} \quad (6.4)$$

где  $\text{СНО}_{\text{до}}$  и  $\text{СНО}_{\text{после}}$  – средняя наработка на отказ до и после установки ГСНД5-250 соответственно, сут.

$$N_{\text{до}} = 365/108 = 3,38$$

$$N_{\text{после}} = 365/226 = 1,615$$

$$\Delta \text{МРП} = (3,38 - 1,615) \times \frac{130}{24} \times 10 = 95,58 \text{ т/год}$$

$$\Delta Q_t = 0 + 95,58 = 95,58 \text{ т/год}$$

Причем дебит скважины за год при использовании газосепаратора-диспергатора составил:

$$Q_n = 10 \times 365 + 95,58 = 3745,58 \text{ т.}$$

#### **4.2 Расчет единовременных затрат и суммы амортизационных отчислений**

К единовременным затратам отнесем затраты на покупку ГСНД5-250:

$$З_{\text{ед}} = 60000 \text{ руб.}$$

Согласно постановления Правительства РФ от 01.01.2002 №1 (ред. от 28.04.2018) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы", «Газосепаратор - диспергатор» отнесен к 1-ой амортизационной группе (от 13 до 24 месяцев включительно); оборудование для подготовительных работ при ремонте и обслуживании эксплуатационных скважин и прочее; код ОКОФ2 – 330.28, куда относится все недолговечное имущество, в т.ч. клапаны скважинные, пакеры добычные, фильтры и сепараторы скважинные. Норма амортизации составляет 50 % в год. Срок полезного использования – 2 года [13].

Произведем расчет размера амортизационных отчислений за 1 год использования. Размер амортизационных отчислений за первый год вычислим линейным методом.

$$A_{\Gamma} = C_{\Pi} \times H_A / 100\% = 60000 \times 50\% / 100\% = 30000 \text{ руб.} \quad (6.5)$$

где  $C_{\Pi}$  – первоначальная стоимость данного вида основных средств, руб.;  
 $H_A$  – норма амортизационных отчислений, %.

#### **4.3 Расчёт эксплуатационных затрат**

При расчете эксплуатационных затрат на дополнительную добычу нефти необходимо учитывать только переменные затраты, зависящие от



объема добычи нефти. Затраты включают в себя текущие издержки на добычу дополнительной нефти и затраты на закачку реагента (при необходимости) [13]. Дополнительным капитальным вложением будет являться покупка газосепаратора-диспергатора.

Расчет себестоимости одной тонны нефти до установки ГСНД5-250 на прием насоса:

Энергетические затраты:

$$З_э = Q_n \times Y_э \quad (6.6)$$

где  $Y_э$ —удельные затраты на электроэнергию для добычи нефти механизированным способом, руб./т.

$$З_э = 3650 \times 64 = 233600 \text{руб.}$$

Сбор и транспорт нефти:

$$З_{тн} = Q_n \times Y_{тн} \quad (6.7)$$

где  $Y_{тн}$ —удельные затраты на сбор и транспорт нефти, руб./т.

$$З_{тн} = 3650 \times 313,6 = 1144640 \text{руб.}$$

Технологическая подготовка нефти:

$$З_п = Q_n \times Y_п \quad (6.8)$$

где  $Y_п$ —удельные затраты на подготовку нефти, руб./т.

$$З_п = 3650 \times 308,4 = 1125660 \text{руб.}$$

Транспортные расходы, связанные с экспортом нефти:

$$З_т = Q_n \times X \times Y_т \quad (6.9)$$

где  $Y_т$ — удельные затраты на транспорт экспортируемой нефти, руб./т;

$X$  - доля нефти на экспорт, %.

$$З_т = 3650 \times 0,5 \times 1012 = 1846900 \text{руб.}$$

Прочие расходы, связанные с оплатой труда на одну скважину:

$$З_{от} = n \times Y_{от} \quad (6.10)$$

где  $Y_{от}$ — удельные затраты на оплату труда за одну скважину в год, тыс.руб./скв.;

$n$  — количество скважин.

$$З_{от} = 1 \times 923600 = 923600 \text{руб.}$$

Расходы, связанные с обслуживанием скважин (ремонт насоса после срыва подачи):

$$З_{\text{рем}} = n \times Y_{\text{рем}} \quad (6.11)$$

где  $Y_{\text{рем}}$  – удельные затраты на ремонт одной скважины в год, руб.;

$n$  – количество ремонтов.

$$Y_{\text{рем}} = C_{\text{бр}} \times T \quad (6.12)$$

где  $C_{\text{бр}}$  – стоимость 1 часа работы бригады ТРС, руб./час;

$T$  – средняя продолжительность ремонта, час.

$$Y_{\text{рем}} = 6312,8 \times 130 = 820664 \text{ руб}$$

$$З_{\text{рем}} = 3,38 \times 820664 = 2773844,32 \text{ руб.}$$

Себестоимость одной тонны нефти до установки ГСНД5-250:

$$C_1 = \frac{\mathcal{E}_{\text{общ}}}{Q_0} \quad (6.13)$$

где  $\mathcal{E}_{\text{общ}}$  – общие эксплуатационные затраты до внедрения мероприятия, руб.;

$Q_0$  – объем добычи нефти до внедрения мероприятия, т.

$$C_1 = \frac{8048244,32}{3650} = 2205 \text{ руб/т.}$$

Расчет себестоимости одной тонны нефти после установки ГСНД5-250:

Энергетические затраты:

$$З_э = 3745,58 \times 64 = 239717,1 \text{ руб.}$$

Сбор и транспорт нефти:

$$З_{\text{тн}} = 3745,58 \times 313,6 = 1174613,9 \text{ руб.}$$

Технологическая подготовка нефти:

$$З_{\text{п}} = 3745,58 \times 308,4 = 1155136,87 \text{ руб.}$$

Транспортные расходы, связанные с экспортом нефти:

$$З_{\text{т}} = 3745,58 \times 0,5 \times 1012 = 1895263 \text{ руб}$$

Прочие расходы, связанные с оплатой труда на одну скважину:

$$З_{\text{от}} = 1 \times 923600 = 923600 \text{ руб.}$$

Расходы, связанные с обслуживанием скважин (ремонт насоса после срыва подачи):

$$З_{\text{рем}} = 1,615 \times 820664 = 1325372,4 \text{ руб.}$$

Себестоимость одной тонны нефти после установки ГСНД5-250 определяется по формуле:

$$C_2 = \frac{Э_{\text{общ}}}{Q_0 + \Delta Q} \quad (6.14)$$

где  $\Delta Q$  – изменение объема добычи нефти после внедрения мероприятия, т.

$$C_2 = \frac{6713703,72}{3650 + 95,58} = 1792,4 \text{ руб/т.}$$

#### 4.4 Расчет экономического эффекта мероприятия

Экономический эффект при технико-экономическом обосновании внедрения газосепаратора-диспергатора вместо входного модуля УЭЦН определяется по формуле [17]:

$$\text{Эффект} = \frac{\Delta Э}{(C + E_n \times K)} \times 100\% \quad (6.15)$$

где  $\Delta Э$  – выручка от реализации продукции, руб.;

$C$  – текущие годовые затраты ( $З_{\text{рем}}$ ), руб.;

$E_n$  – нормативный коэффициент эффективности равен 0,15;

$K$  – капитальные вложения ( $З_{\text{ед}}$  + средняя стоимость одного ТРС), руб.

$$\Delta Э = \Delta Q \times Ц_t = 95,58 \times 0,1364 \times 70,01 \times 62,71 = 57237,19 \text{ руб.} \quad (6.16)$$

$Ц_t$  – оптовая цена предприятия за единицу продукции.

Для расчета были использованы средневзвешенные данные за 2018 год. Стоимость 1 барреля нефти принималась равной 70,01\$. 1 баррель  $\approx$  0,1364 т, курс доллара: 1\$ = 62,71 руб.

$$\text{Эффект} = \frac{476904,69}{1325372,36 + 0,15 \times 572600} \times 100\% = 4,05\%$$

Снижение себестоимости одной тонны нефти определяем по формуле:

$$C_{\text{сп}} = \frac{C_1 - C_2}{C_1} \times 100\% = \frac{2205 - 1792,4}{2205} \times 100\% = 18,7\% \quad (6.17)$$

где  $C_1$  – себестоимость на добычу нефти до внедрения мероприятия, руб./т;

$C_2$  – себестоимость одной тонны нефти после внедрения мероприятия, руб./т.

Объем выручки определяется от реализации продукции на внешнем и внутреннем рынках [16]. При реализации на экспорт выручка определяется с учетом доли продукции, реализуемой на экспорт по соответствующей цене в твердой валюте, с переводом ее в рублевый эквивалент по принятому курсу.

Выручка от реализации нефти на внешнем рынке:

$$\Delta B_{\text{э}} = Q_{\text{н}} \times X \times C_{\text{э}} \times C_{\$} \quad (6.18)$$

$$\Delta B_{\text{э}} = 95,58 \times 0,1364 \times 0,6 \times 70,01 \times 62,71 = 34342,31 \text{ руб.}$$

Выручка от реализации нефти на внутреннем рынке:

$$\Delta B_{\text{вн}} = Q_{\text{н}} \times (1 - X) \times C_{\text{вн}} = 95,58 \times (1 - 0,6) \times 25749,79 = 984466 \text{ руб.}$$

(6.19)

После расчета выручки определяется величина уплачиваемых налогов.

Налог на добычу полезных ископаемых в части нефти определяется по формуле:

$$\text{НДПИ} = K_{\text{ц}} \times 919 - D_{\text{м}} \quad (6.20)$$

где 919 рублей – ставка НДПИ в период с 1 января по 31 декабря 2018 года за 1 тонну добытой нефти обессоленной, обезвоженной и стабилизированной (Бс).

$$K_{\text{ц}} = \frac{(C - C_{\text{баз}}) \times P}{261} \quad (6.21)$$

Где  $C$  – цена нефти на мировом рынке, долл./барр.;

$C_{\text{баз}}$  – базовая цена нефти (15 долл./барр.);

$P$  – курс доллара;

$$D_{\text{м}} = K_{\text{НДПИ}} \times K_{\text{ц}} \times (1 - K_{\text{в}} \times K_{\text{з}} \times K_{\text{д}} \times K_{\text{дв}} \times K_{\text{кан}}) \quad (6.22)$$

$K_{\text{НДПИ}} = 559 \text{ руб./т}$  на период с 1 января по 31 декабря 2018 года;

$K_{\text{в}}$  – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов участка;

$K_{\text{з}}$  – коэффициент, характеризующий величину запасов участка;

$K_{\text{д}}$  – коэффициент, характеризующий сложность добычи нефти;

$K_{\text{дв}}$  – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов залежи;

$K_{KAN}$  – коэффициент, характеризующий регион добычи и свойств нефти;  
 Значения коэффициентов  $K_B$ ,  $K_3$ ,  $K_D$ ,  $K_{ДВ}$ ,  $K_{KAN}$  равны 0,3; 1; 1; 0,3; 1  
 соответственно.

$$НДПИ = Q_H \times (B_c \times \frac{(Ц - Ц_{баз})}{261} - ДМ) \quad (6.23)$$

Производим расчёт НДПИ по формуле (6.23) с учетом имеющихся коэффициентов:

$$НДПИ = 95,58 \times (919 \times \frac{(70,01 - 15) \times 62,71}{261} - (559 \times 13,22 \times (1 - 0,3 \times 1 \times 1 \times 0,3 \times 1))) = 518342,8 \text{ руб.}$$

где  $B_c$  – ставка НДПИ, 919 руб./т.;

Таможенная пошлина:

$$ТП = \Delta Q_H \times X \times C_{ТП} \times P \quad (6.24)$$

где  $C_{ТП}$  – размер таможенной пошлины на 1 т. нефти, долл. США/т.

$$ТП = 95,58 \times 0,1364 \times 0,6 \times 30 \times 62,71 = 14716,03 \text{ руб.}$$

Налог на прибыль:

$$НП = П \times C_{НП} \quad (6.25)$$

где  $C_{НП}$  – ставка налога на прибыль (20%);

$П$  – валовая прибыль, руб.

Валовая прибыль:

$$\begin{aligned} П &= \Delta B_{вн} + \Delta B_3 - \Delta Z_3 - \Delta Z_{тн} - \Delta Z_п - \Delta Z_т - \Delta Z_{рем} - Z_{ед} - A_1 - НДПИ - ТП \\ &= 984466 + 34342,3 - 6117,1 - 29973,9 - 29476,9 - 48363,5 + 1448472 - 60000 \\ &- 30000 - 518352,8 - 14716,03 = 1730290 \text{ руб.} \end{aligned} \quad (6.26)$$

$$НП = 1730290 \times 0,2 = 346058 \text{ руб.}$$

Чистая прибыль:

$$ЧП = П - НП = 1730290 - 346058 = 1384232 \text{ руб.} \quad (6.27)$$

## Выводы к разделу:

1. Технико-экономическая оценка предложенного мероприятия показала, что установка газосепаратора-диспергатора вместо входного модуля

увеличивает среднюю наработку на отказ, что положительно влияет на стоимость одной тонны добытой нефти. Так же увеличивается и количество добытой нефти на одну скважину (на 2,7%). После проведения технологического мероприятия на скважине дополнительная добыча нефти предположительно составляет 95,58 тонн.

2. В результате расчета экономический эффект составляет 4,05 %. Чистая прибыль от реализации дополнительно добытой нефти составит 1384232 рубля. Так как данное технологическое решение имеет положительный экономический эффект, его применение является рациональным и рентабельным.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА**  
**«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б5П	Харьковской Нелле Сергеевне

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	Нефтегазовое дело

<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является нефтегазоконденсатное месторождение X в Иркутской области. Область применения объекта - любое нефтегазовое производство
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>1. Производственная безопасность</b> 1.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:	Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: - природно-климатические условия - недостаточная освещенность рабочей зоны - повышенный уровень шума - повышенный уровень вибраций на рабочем месте; - вредные вещества - необходимые средства защиты от вредных факторов.
<b>1.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности:</b> — опасность механических повреждений (источники, средства защиты;	1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: - аппараты под давлением; - пожаробезопасность; - электробезопасность;

<ul style="list-style-type: none"> <li>– поражение электрическим током (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- необходимые средства защиты от опасных факторов.</li> </ul>
<b>2. Экологическая безопасность:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на поверхностные и подземные воды (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на окружающую среду(отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы);</li> <li>- анализ воздействия объекта на окружающую среду</li> <li>- анализ воздействия объекта на поверхностные и подземные воды (отходы, нарушение естественного залегания пород).</li> <li>- решение по обеспечению экологической безопасности</li> </ul>
<b>3.Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных причин возникновения ЧС на объекте;</li> <li>– разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения</li> <li>- перечень возможных причин возникновения ЧС на объекте: техногенного характера;</li> <li>- разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	Изучить правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности на X нефтегазоконденсатном месторождении Иркутской области, на кустовой площадке.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Харьковская Нелля Сергеевна		



## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Единая система управления промышленной безопасностью и охраной труда является составной частью комплексной системы управления на Х месторождении и устанавливает единые требования к безопасной организации работ в области промышленной безопасности и охраны труда.

Руководители, главные специалисты и специалисты обязаны осуществлять организационно-технические и санитарно-гигиенические мероприятия по созданию и обеспечению промышленной безопасности, охраны труда, безопасных и здоровых условий труда на производственных объектах филиалов, обязаны контролировать соблюдение работниками установленных правил и норм безопасности, инструкций по охране (безопасности) труда, обеспечивать и контролировать выполнение приказов и указаний вышестоящих органов управления, предписаний органов государственного надзора.

### **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Продолжительность рабочего дня не должна превышать 40 часов в неделю. Для работников, работающих на местах, отнесенных к вредным условиям труда 3 и 4 степени – не более 36 часов. Рабочая смена оператора добычи не должна превышать 12 часов. Т.к. контроль за бесперебойной работой оборудования необходимо проводить ежесекундно, работы организуются в две смены.

Возможно установление неполных рабочих дней для беременной женщины; одного из родителей (опекуна, попечителя), имеющего ребенка в возрасте до четырнадцати лет (ребенка-инвалида в возрасте до восемнадцати лет). Оплата труда при этом производится пропорционально отработанному времени. Ограничений продолжительности ежегодного основного оплачиваемого отпуска, исчисления трудового стажа и других трудовых прав при этом не имеется. Возможно удержание заработной платы, в случаях,

предусмотренных ТК РФ ст. 137. В случае задержки заработной платы более чем на 15 дней работник имеет право приостановить работу, письменно уведомив работодателя.

Работнику в течение рабочего дня должен предоставляться, перерыв не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается. Всем работникам предоставляются выходные дни, работа в выходные дни производится только с письменного согласия работника.

При работе в ночное время продолжительность рабочей смены на один час. К работе в ночные смены не допускаются беременные женщины; работники, не достигшие возраста 18 лет; женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, инвалиды, работники, имеющие детей-инвалидов, а также работники, осуществляющие уход за больными членами их семей в соответствии с медицинским заключением, матери и отцы – одиночки детей до пяти лет.

Работы на нефтегазопромыслах относятся к числу вредных и опасных для здоровья трудящихся, поэтому для оных предусмотрены различные льготы и компенсации за причиненный ущерб. К таким относятся увеличение оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, а также дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год. Организация обязана предоставлять ежегодные отпуска продолжительностью 28 календарных дней. Для работников, занятых на работах с опасными или вредными условиями, предусматривается дополнительный отпуск.

С целью обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до соответствующих значений, в конструкцию оборудования должны входить различные защитные средства, и она должна обеспечивать удобное выполнение трудовых обязанностей оператора. Рабочая область должна соответствовать требованиям [23], которые учитывают удобное выполнение работ в положении сидя или стоя или в обоих положениях.

## 5.2 Производственная безопасность

В данном пункте анализируются вредные и опасные факторы, которые могут возникать при выполнении работ с ЭЦН.

Таблица 12 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ с ЭЦН

Источник фактора, наименование работ	Факторы (по ГОСТ 21.01.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Выполнение работ с ЭЦН	1. Повышенный уровень шума и вибрации; 2. Природно-климатические условия 3. Производственное освещение. 4. Вредные вещества	1. Опасность поражения электрическим током; 2. Опасность механических повреждений 3. Пожароопасность	1. ГН 2.2.5.2308-07[26] 2. ГОСТ 12.1.038-82[24] 3. ГОСТ 12.2.003-2015[25] 4. ГОСТ 12.2.062-81[23]

## 5.3 Анализ вредных производственных факторов

### 5.3.1 Производственное освещение

Свет – условие для работы глаза. Через центральную нервную систему свет оказывает влияние на общее нервно-психическое состояние, приводит к изменению частоты пульса и интенсивности некоторых процессов обмена веществ. Недостаток света снижает работоспособность человека, ухудшает его ориентировку в пространстве, снижает различимость предметов, способствуя аварийности и травматизму. Эффективные меры для повышения контраста объектов различения с фоном: поддержание оборудования в чистоте, правильное цветовое решение элементов оборудования. Блеклость ведет к быстрому утомлению. Снизить блеклость можно правильным выбором высоты подвеса высоты светильников, использованием защитного угла светильника, применением рассеивающих свет стекол. Для улучшения яркости в поле зрения работающих в производственных помещениях немаловажное значение имеет отражающая способность пола, стен, потолков и оборудования, которое достигается их соответствующей окраской [25].

### 5.3.2 Производственный шум

Большое значение имеет проблема производственного шума. На физическое состояние человека шум влияет следующим образом: провоцируются сердечно-сосудистые заболевания и язва желудка, нарушается обмен веществ, ослабляется внимание и человек быстро утомляется [21].

При текущем и капитальном ремонте, а также при обслуживании насосов рабочие подвержены интенсивному воздействию шумов. Классификация шумов установлена ГОСТ 12.1.003-76, СНиП II-12-77 и нормируется в следующих пределах: на постоянных рабочих местах и рабочих зонах – до 99 Дб. В насосный уровень шума достигает 90-100 Дб, при текущем и капитальном ремонте – 92-98 Дб. Обслуживающий персонал, работающий в насосной, снабжается индивидуальными средствами защиты (наушники). Также для улучшения условий труда рекомендуется сооружать звукоизолированные кабины, устанавливать экран [25].

Если вы должны повысить голос, чтобы вас услышали, это значит, что вы находитесь в том месте, где необходимо применение предохранительных слуховых средств. Постоянное воздействие высокого уровня шума может привести к постоянной потере слуха. Место работы, находящееся под сомнением должно быть обследовано на шум. Механические колебания частиц любой упругой среды передаются по воздуху. Если эти колебания достаточно сильны, не успевают погаснуть в воздухе и имеют определенную частоту, то они, воздействуя на орган слуха человека, вызывают ощущение звука.

По воздействию шума на органы слуха различают три формы: утомление, шумовая травма и профессиональная тугоухость.

Требования безопасности предусматривают несколько мероприятий для снижения шума: технические средства борьбы с шумом (уменьшение шума машин в источнике, применение технологических процессов, при которых уровень звукового давления на рабочих местах не превышает допустимые, и

др.); строительно-акустические; дистанционное управление шумными машинами; использование средств индивидуальной защиты; организационные (выбор рационального режима труда и отдыха, сокращение времени нахождения в шумных условиях, лечебно-профилактические и другие мероприятия).

### **5.3.3 Вибрация**

Механические колебания, передаваясь по упругим средам, могут воздействовать на тело или отдельные его части в виде вибраций. Вибрации, передаваясь органам человека, могут вызвать в них стойкие и болезненные изменения. Особенно опасно их действие на центральную нервную систему. Наиболее тяжелым следствием длительного воздействия вибраций является виброболь.

При работе в насосной на пункте ППД обслуживающий персонал подвержен воздействию вибрации (60-75 Дб). Допустимые нормы вибрации регламентируются санитарными нормами СН 245-71.

Различают следующие методы борьбы с вибрациями: подавление в источнике возникновения; отстройка от режима резонанса изменением массы и жесткости вибрирующих конструкций или установлением нового рабочего режима; вибродемпфирование, т.е. превращение энергии механических колебаний в другие виды энергии при помощи материалов с большим внутренним трением, сплавов, пластмасс, резины, дерева; виброгашение, т.е. введение дополнительных реактивных масс – фундаментов, виброгасителей (дополнительные колебательные системы); виброизоляция – в виде пружинных резиновых или комбинированных опор [23].

### **5.3.4 Природно-климатические условия**

Из параметров, характеризующих климат и оказывающих влияние на организм человека можно выделить следующие: температура, скорость ветра, барометрическое давление, влажность [25].

Климат района, в котором расположены объекты разработки и эксплуатации месторождения X, резко континентальный: холодная зима с сильными ветрами и прохладное лето. Переход от зимы к лету долгий, с неустойчивыми атмосферными осадками. Самым холодным месяцем является январь, имеющий минимальную температуру до  $-50^{\circ}\text{C}$ . Переход к лету в конце мая - начале июня. Средняя температура самого жаркого месяца июля  $+20...+25^{\circ}\text{C}$ . Максимальные температуры могут достигать  $+36^{\circ}\text{C}$ . Среднегодовая скорость ветра равна 5,2 м/с, максимальная скорость ветра доходит до 15...22 м/с. Вышеуказанные метеорологические условия оказывают на работоспособность рабочего персонала (операторы, бригады ПРС, КРС). Для снижения вредного влияния природных факторов работающие обеспечиваются спецодеждой в соответствии с ГОСТ 12.1.005-76 “Воздух рабочей зоны”.

### **5.3.5 Вредные вещества**

Выделяют технологические, технические и объемно–планировочные средства нормализации воздуха рабочей зоны и индивидуальные средства защиты от вредных примесей.

Технологические методы нормализации воздуха рабочей зоны должны исключать или резко ограничивать процессы и операции, сопровождающиеся выбросом в рабочую зону вредных газов, паров, аэрозолей.

Технические методы предполагают механизацию вредных и трудоемких процессов.

Объемно-планировочные средства предусматривают расположения буровой площадки и жилых вагонов-домов с наветренной стороны по отношению к складу пылящих материалов, системе приготовления растворов, выхлопами ДВС [22].

Таблица 13 – Нормы предельно допустимых концентраций вредных веществ

<b>Вредное вещество</b>	<b>ПДК, мах.разовая, мг/м<sup>3</sup></b>	<b>ПДК, среднесуточная, мг/м<sup>3</sup></b>
Диоксид серы	0,5	0,05
Диоксид азота	0,085	0,085
Оксид углерода	3,0	1,1
Сероводород	0,08	0,008
Бензин	5,0	1,5
Бензол	1,5	0,8
Толуол	0,6	0,6
Ксилол	0,2	0,2
Сажа	0,15	0,05

### **Анализ опасных производственных факторов**

#### **5.3.6 Электробезопасность. Поражение электрическим током.**

Действие электрического тока на организм человека носит разносторонний характер. При поражении электрическим током могут возникнуть: электрические травмы, поражение отдельного участка тела или органа человека (ожоги, металлизация кожи, электрические метки, механические повреждения) и электрические удары (шоки), действующие на организм в целом. Проходя через организм электрический ток производит термическое, электролитическое и биологическое воздействие. Термическое воздействие проявляется в нагреве тканей вплоть до ожогов отдельных участков тела, перегрева кровеносных сосудов и крови, что вызывает в них серьезные функциональные расстройства [24].

На объектах нефтедобычи существует опасность поражения электрическим током. Приводные двигатели станков–качалок, дизель–генераторы, линии электропередач (ЛЭП), трансформаторы, ТЭНы (трубчатые электронагреватели) – вот возможные источники поражения электротоком.

Напряжение промышленной сети 380 В. Напряжение трансформаторов ТМП и ТМПН (применяемых для повышения напряжения для УЭЦН) до 6000 В.

#### Защитные меры

Техническими методами и средствами защиты для обеспечения электробезопасности в соответствии с ГОСТ ССБТ Электробезопасность. Общие требования являются защитное заземление и зануление, выравнивание потенциалов, малое напряжение, электрическое разделение цепей, изоляция токоведущих частей, ограждающие устройства, предупредительная сигнализация, средства защиты и предохранительные устройства.

Таблица 14 – Воздействие тока на человека

<b>Сила тока, проходящая через человека, мА</b>	<b>Воздействие на человека переменного тока 50-60Гц</b>	<b>Воздействие на человека постоянного тока</b>
0,5-1,5	Легкая дрожь рук, начало ощущения	Не ощущается
2,0-3,0	Сильная дрожь рук	Не ощущается
5,0-7,0	Судороги в руках	Зуд, ощущение нагрева
20,0-25,0	Паралич рук, невозможно оторвать от электрода	Большее усиление нагрева
50,0-80,0	Остановка дыхания, начало фибрилляции сердца	Сильное ощущение нагрева, сокращение мышц рук, судороги
90,0-100,0	Остановка дыхания, воздействие более 3 сек. следует остановка сердца	остановка дыхания



### **5.3.7 Пожарная безопасность**

Объекты по добыче нефти относятся к взрывоопасным и пожароопасным. Вещества, применяемые при тушении пожаров, должны обеспечивать высокий эффект тушения, не оказывать вредного воздействия на организм, быть доступными и дешевыми [21].

Для тушения пожара в качестве огнегасительных средств используют воду в виде пара или в распыленном виде, инертные газы ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$ ), пены, порошки. Для тушения находящихся под напряжением электросетей используют углекислоту. В насосных станциях применяют автоматические сигнализаторы горючих газов и электрическую пожарную сигнализацию с тепловыми, термоэлектрическими датчиками [25].

Для контроля за состоянием пожарных средств и сигнализации, а также для обеспечения их нормальной работы руководитель объекта назначает ответственное лицо из числа инженерно-технического персонала объекта.

Контроль за соблюдением правил пожарной безопасности ведут сотрудники государственного пожарного надзора

### **5.3.8 Механическое травмирование**

Под механическим травмированием человека понимают повреждения кожных покровов, мышц, костей, сухожилий, позвоночника, глаз, головы и других частей тела. Причиной такого рода травм являются прежде всего шероховатость поверхности, при проведении спуско - подъемных операций, при монтаже и демонтаже установок, острые кромки и грани инструмента и оборудования, движущиеся механизмы и машины, незащищенные элементы производственного оборудования, передвигающиеся изделия, материалы, заготовки, разрушающиеся конструкции. Механические травмы могут быть следствием падения с высоты. Возможны травмы глаз твердыми частицами, образующимися при обработке материалов [23].

## 5.4 Экологическая безопасность

Специальные требования по безопасному ведению работ предусматривают выполнение следующих правил [18]:

а) Проверку надежности крепления аппаратов, контактов наземного электрооборудования и другие работы, связанные с возможностью прикосновения к токоведущим частям, осуществлять только при выключенной установке, выключенном рубильнике и со снятыми предохранителями.

б) Корпуса трансформатора (автотрансформатора) и станции управления, а также броня кабеля должны быть заземлены.

в) Обсадная колонна скважины должна быть соединена с заземляющим контуром или нулевым проводом сети 380 В.

Оборудование установки ЭЦН монтируется согласно руководству по эксплуатации.

Большой ущерб природным комплексам наносится в случае аварийных ситуаций. Основными причинами аварий являются [19]:

- некачественное строительство;
- механические повреждения;
- коррозия трубопроводов;
- изменение проектных решений в процессе строительства.

. Весь комплекс организационно-технических мероприятий должен обеспечить соблюдение предельно-допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе.

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества

Защита поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения.

Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти и вод с

высокой минерализацией. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.

Пути попадания токсичных загрязнений в природные воды:

- поступление токсичных веществ из шламовых амбаров в грунтовые воды;
- попадание загрязнений в грунтовые воды при аварийных разливах нефти, сточных вод и других отходов в результате порывов трубопроводов;
- поступление нефти и минерализованных вод в подземные воды в результате перетоков по затрубному пространству при некачественном цементировании скважины и ее негерметичности.

Мероприятия по рациональному использованию и охране водных ресурсов [21]:

- а) Запрещается сброс сточных вод в водные объекты;
- б) Установление и поддержание водо-охранных зон;
- в) Вынесение объектов из экологически уязвимых зон;
- г) Герметизированная система сбора и транспорта продукции скважин;
- д) Переходы трубопроводов через водные преграды должны осуществляться подземно;

Для предотвращения загрязнения окружающей среды:

- а) Отсыпка кустовых площадок с учетом поверхностной системы стока;
- б) Сбор разлившихся нефтепродуктов в аварийную емкость, нефтеловушку с последующей перекачкой на УПН. Сливать их на землю запрещается;
- в) Территория вокруг добывающей скважины в соответствии с действующими нормами ограждена земляным валом и благоустроена;

## 5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие, широко распространённую инфекционную болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, а также применение современных средств поражения, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация (ГОСТ Р 22.0.02 – 94) [19].

Чрезвычайные ситуации могут возникнуть в процессе монтажа ЭЦН при спускоподъёмных операциях по различным причинам:

- а) По причине техногенного характера;
- б) Газонефтеводопроявления (с возгоранием);
- в) Попадания молнии.
- г) Взрыв и пожар

В этих случаях необходимо предпринять следующие действия по спасению людей и ликвидации аварии [21]:

Газоводонефтепроявление с возгоранием газонефтяной смеси

- немедленно прекратить работы в зоне воспламенения газонефтяной смеси, закрыть привентор;
- при необходимости оказать первую доврачебную помощь пострадавшим;
- эвакуировать людей за пределы зоны воспламенения нефтяной смеси;
- сообщить о загорании в пожарную часть, диспетчеру ЦИТС;
- приступить к тушению пожара пожарным автомобилем, имеющимися первичными средствами пожаротушения;
- принять меры к ограничению площади разлива нефти, рабочего флюида, пластовой воды путем устройства обвалования;
- при возможности эвакуировать нефтяные емкости из зоны горения, отогнать технику на безопасное расстояние;

Во избежание возникновения взрывов и пожаров необходимо выполнять следующие требования:

- топливная емкость для двигателей внутреннего сгорания, а также смазочные материалы должны располагаться не ближе 15 м от кустовой площадки;
- запрещается пользоваться на кустовой площадке факелами, спичками, свечами, керосиновыми факелами. Курение разрешается только в специально отведенных для этого местах, оборудованных емкостью с водой и надписью: «Место для курения»;
- электрические машины, оборудование, приборы, применяемые во взрывоопасных местах, должны отвечать требованиям «Правил изготовления взрывозащищенного и рудничного электрооборудования»;

### **Заключение**

На месторождении X несут ответственность в области промышленной безопасности и выражают уверенность в том, что трудовая деятельность может осуществляться без причинения вреда жизни и здоровью персонала. Приоритетной целью производства в области промышленной безопасности является обеспечение состояния защищенности жизненно важных интересов личности и общества от аварий и инцидентов на опасных производственных объектах, а также их последствий.

На протяжении ряда лет предприятие разрабатывает и внедряет нужные механизмы обеспечения достижения целей и задач экологической политики, обеспечивает эффективный мониторинг характеристик окружающей среды, проводит постоянный анализ состояния и улучшает систему экологического управления. Основываясь на данных принципах создания системы экологического управления, предприятие постоянно планирует дальнейшее улучшение экологических показателей своей деятельности.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Сегодня на главные показатели работы УЭЦН – межремонтный период и показатель, характеризующий совершенство УЭЦН – наработка на отказ, влияет ряд осложняющих факторов: механические примеси, солеотложение на НКТ и составных частях ЭПО, большое содержание газа на приёме насоса, наличие АСПО в добываемой жидкости и влияние пластовой температуры. Все эти осложняющие факторы являются причинами отказов электропогружного оборудования. Это снижение сопротивления изоляции системы: кабельная линия, погружной электродвигатель; так же клин электропогружного оборудования, снижение производительности УЭЦН, слом вала.

При изучении данного вопроса стоит обратить внимание на виды отказов установок электроцентробежных насосов. Были рассмотрены причины и факторы, способствующими отказам и влияющие на работу электропогружного оборудования. Были выявлены причины появления и механизмы предотвращения осложняющих факторов.

При увеличении межремонтного периода и прогнозировании наработки на отказ необходимо учитывать тот факт, что эффект от проводимых мероприятий возникает не моментально, а достигает своего максимального значения только после того, как весь фонд скважин будет охвачен проводимыми мероприятиями. В большинстве своем мероприятия по увеличению межремонтного периода и наработки на отказ связаны с заменой глубинно-насосного оборудования и поэтому период их внедрения приблизительно равен текущим показателям МРП и ННО. Эффективность таких мероприятий должна быть дифференцирована по времени пропорционально ожидаемому количеству демонтажа и количеству отказов.

Практика показывает, что для определения эффективности разрабатываемых мероприятий должно быть исследовано более 50 % отказов УЭЦН. Поэтому при подготовке к работе, эксплуатации и обслуживания УЭЦН не стоит уделять внимание только одной конкретной проблеме,

необходимо комплексно и многопрофильно подходить к анализу причин отказов и выбирать методы борьбы с ними и их предотвращением.

В данной выпускной бакалаврской работе были достигнуты поставленные цели и был предложен вариант повышения эффективности центробежного насоса при данном ряде осложняющих факторов.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Расчет межремонтного периода работы скважин. Расчет наработки на отказ. Расчёт средней наработки установок до отказа: Рекомендации / Экспертный совет по механизированной добыче нефти. – М., 2015.
2. Агеев Ш.Р., Григорян Е.Е., Макиенко Г.П. Российские установки лопастных насосов для добычи нефти и их применение. Пермь: Пресс-Мастер, 2007. – 645 с.
3. Гилаев Г.Г., Стрункин С.И., Пупченко И.Н., Исмагилов А.Ф., Козлов С.А. Техника и технология добычи нефти и газа ОАО «Самаранефтегаз». – Самара: Изд-во Нефть. Газ. Инновации, 2014. С. 158-159.
4. Пат. 2230233 Россия МПК F04D29/62, F04D13/10, Гибкая шарнирная муфта Гепштейн Ф.С., Дьячук И.А., Шаякберов В.Ф. Заявлено. 11.09.2002; Опубл. 10.06.2004.
5. Поляков В.С., Барбаш И.Д., Ряховский О.А. Справочник по муфтам. – Л.: Машиностроение, 1979. – 344 с.
6. Сабиров А.А. Новые разработки в технике и технологии добычи нефти // Инженерная практика. 2017. №1-2. С. 82-91.
7. Слепченко С., Харламов П. Инновации для Самотлора // Нефтегазовая Вертикаль. 2015. №11. С. 14-15.
8. Шаякберов В.Ф., Янтурин Р.А. О расширении возможностей УЭЦН // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 3. – С. 27–28.4. В.Г. Крец, Л.А. Саруев “Оборудование для добычи нефти”. Учебное пособие. Томск: Изд. ТПУ, 1997 г., 123 с.
9. А.В. Дашевский, И.И. Кагарманов, Ю.В. Зейгман, Г.А. Шамагаев “Справочник инженера по добыче нефти”. ООО “Печатник”, Стрежевой 2002 г., 235 с.
10. В.С. Комаров “Прогнозирование наработки на отказ глубиннонасосного оборудования”. Нефтяное хозяйство № 9, 2002 г.
11. В.И. Щуров “Технология и техника добычи нефти”. М.: Недра, 1993г., 157 с.



12. Е.И. Бухаленко, Ю.Г. Абдулаев “Монтаж, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования”. М.: Недра, 1989 г., 189 с.
13. Юрчук А. М., Истомин А.З. Расчеты в добыче нефти. М.: Недра, 2004, 114 с.
14. С.Г. Бабаев “Надежность нефтепромыслового оборудования”. М.: Недра, 1987 г., 161 с.
15. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. Учебное пособие для вузов. - М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003.
16. Экономика предприятия, Учебник, Практикум, Грузинов В.П., Грибов В.Д., 2005.;
17. Экономика организации: Практикум для бакалавров Шаркова А.В., Ахметшина Л.Г. Дашков и К, 2014 г., 120 с.
18. Ю.С. Корнеев “Организация охраны труда в нефтегазодобывающих и газоперерабатывающих производствах”. М.: Недра, 1988 г., 168 с.
19. Белов С.В. «Безопасность жизнедеятельности» М., Высшая школа, 1999г.
20. Бухаленко Е.И., Абдуллаев Ю.Г., «Монтаж, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования» М.: Недра, 1989 г.
21. Корнеев Ю.С., «Организация охраны труда в нефтегазодобывающих и газоперерабатывающих производствах» М.: Недра, 1988г.
22. Химические факторы производственной среды [Электронный ресурс]  
[http://www.znaytovar.ru/gost/2/GN\\_22568698\\_Predelno\\_dopustimy.html](http://www.znaytovar.ru/gost/2/GN_22568698_Predelno_dopustimy.html)
23. ГОСТ 12.2.062-81 «Оборудование производственное. Ограждения защитные»
24. ГОСТ 12.1.038-82 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов»
25. ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»

26. ГН 2.2.5.2308-07 «Ориентировочные безопасные уровни воздействия (ОБУВ) вредных веществ в воздухе рабочей зоны»

## Приложение А

Таблица 1 – Физико-химические свойства дегазированных нефтей ярактинского горизонта

Скв.	Глубина отбора, опробования, м/а.о		Дата отбора проб	Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>	Вязкость		Мм	Содержание, % по массе						Температура, °С			Содержание светлых фракций, выкипающих до температур, °С, % по объему				
					мм <sup>2</sup> /с, при 20 <sup>0</sup> С	мПа×с		асфальтенов	смол силикагеновых	твердых парафинов	серы общей	воды	механических примесей	начала кипения нефти	плавления парафина	застывания					
																	100	150	200	250	300
6	<u>2617,0</u> 2021,6	<u>2627,0</u> 2031,6	15.02.1985	0,823	10,10	8,31	244	0,06	5,17	1,28	0,16	0,25	н/обн.	70	51	-22	5	10,0	18,5	29	52,0
8	<u>2528,0</u> 2057,4	<u>2443,0</u> 1980,4	21.08.1983	0,816	6,30	5,14	191	0,13	5,48	1,14	0,12	н/обн.	н/обн.	100	48	-33	н/обн.	17,0	30,0	43	58,0
6	<u>2617,0</u> 2021,6	<u>2622,0</u> 2026,6		0,836	12,29	10,28	239	0,06	2,78	1,45	0,17	<0,03	<0,005	61,5	54	-29	3,2	10,0	21,5	34*	44,0
10	из трубного		30.03.1986	0,829	10,70	8,87	197	0,19	4,91	1,38	0,15	н/обн.	0,03	64	58,4	-36	4	11,0	20,0	29	43,0
10	<u>2575,0</u> 2022,2	<u>2584,0</u> 2031,2	30- 31.03.08	0,831	10,78	4,90	231	<0,01	1,79	2,2	0,14	<0,03	<0,005	54	56	-32	3,4	9,8	20,0	31,9*	41,0
22	<u>2484,0</u> 2020,9	<u>2484,0</u> 2034,9	18.05.2007	0,819	6,71	5,49	163	<0,01	4,16	1,04	0,27	<0,03	<0,005	60	66	н-35	3,2	18,0	30,0	44,5*	53,5
34	<u>2488,0</u> 2037,4	<u>2490,0</u> 2039,4	1988	0,865	27,1	23,40	292	2,33	9,95	1,57	0,71			80	50	-53	-	7,5	15	26,5	40

105GS	<u>2850,0</u> 2025,3	<u>3153,0</u> 2028,3	17- 18.07.08	0,823	7,81	6,43	215	<0,01	1,85	1,9	0,15	<0,03	<0,005	45	52	н-35	5,2	13,5	24,5	36*	45,5
	<u>2583,0</u> 1924,5	<u>3182,0</u> 2028,3	24.10.2008	0,831	10,05	8,35	230	отс.	1,86	1,3	0,15	<0,03	<0,005	61,5	57	-35	4,2	14,0	24,0	36,8*	48,0
107	<u>2637,5</u> 2022,6	<u>2645,0</u> 2027,4	23- 24.11.12	0,836	12,05	10,07	229	0,1	2,3	3,11	0,21	0,03		70	51	-48	4	11,2	17,6	31,0*	48,0
409	<u>3091,1</u> 2022,5	<u>3099,5</u> 2027,8	04- 05.07.12	0,830	11,95	9,92	233	4,16	4,12	1,63	0,08	0,02			50		2,5	10,0	18,0	33,0*	41,0
605	<u>2967,0</u> 2023,3	<u>2972,0</u> 2027,1	18- 19.07.12	0,823	8,06	6,63	211	4,4	3,09	1,11	0,08	0,09		70	50	-32	5,2	14,5	26,0	39*	44,0
705GS			28.02.2013	0,835	11,09	9,25	229	0,12	2,22	2,75	0,28	0,03		55	52	-38	5	11,0	19,0	34*	48,0
906	<u>2667,0</u> 2023,4	<u>2673,0</u> 2027,1	13.09.2012	0,830	9,99	8,29	226	4,23	4,05	1,61	0,15	0,12		72	50	-30	4	11,6	20,0	34*	44,0
Средние значения				<b>0,830</b>	<b>11,07</b>	<b>8,95</b>	<b>224</b>	<b>1,58</b>	<b>3,84</b>	<b>1,68</b>	<b>0,20</b>	<b>0,09</b>	<b>0,030</b>	<b>66,4</b>	<b>53,2</b>	<b>-35,3</b>	<b>4,08</b>	<b>12,1</b>	<b>21,7</b>		<b>46,4</b>

Примечание: \*-выкипает при 260 °С

Таблица 2 – Результаты исследования глубинных проб нефти при стандартной сепарации (ярактинский горизонт)

№№ скв.	Глуб. отбора, м/а.о	Интервал испытания, м/ а.о		Дата отбора проб	Тпл, °С	Рнас., МПа	Рпл., МПа	Объемный коэфф. пластовой нефти	Газосодержание,		Плотность, г/см³		Динам. вязкость пласт. нефти, мПа×с	Плотность раств. газа при 20 °С, кг/м³	Коэффициент сжимаемости, 10 <sup>-5</sup> ×1/МПа	Коэффициент растворимости газа в нефти, м³/м³×МПа
									м³/м³	м³/т	в пласт. усл.	в станд. усл.				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
6		<u>2617,0</u> 2021,5	<u>2622,0</u> 2026,5		32	15,0	23,1	1,302	125,0	149,5	0,741	0,836	1,19	1,053	11,45	8,19
10	<u>2200,0</u> 1647,3	<u>2575,0</u> 2022,2	<u>2584,0</u> 2031,2	30.06-01.07.08	35	15,0	23,1	1,302	122,7	146,5	0,740	0,837	1,21	1,051	11,75	8,01
						14,8		1,298	121,2	144,9	0,741	0,837	1,22	1,058	11,67	8,01
						15,1		1,316	124,9	149,3	0,738	0,836	1,20	1,050	11,90	8,14
Среднее по пробам							<b>15,0</b>	<b>23,1</b>	<b>1,305</b>	<b>122,9</b>	<b>146,9</b>	<b>0,740</b>	<b>0,837</b>	<b>1,21</b>	<b>1,05</b>	<b>11,78</b>
22	<u>2360,0</u> 1896,9	<u>2484,0</u> 2020,9	<u>2498,0</u> 2034,9	18.05.2007	32	19,3	31,7	1,574	226,3	275,8	0,675	0,821	0,65	1,095	14,76	11,55
						19,7		1,559	228,5	279,0	0,676	0,819	0,68	1,118	14,36	11,39
Среднее по пробам							<b>19,5</b>	<b>31,7</b>	<b>1,567</b>	<b>227,4</b>	<b>277,4</b>	<b>0,675</b>	<b>0,820</b>	<b>0,66</b>	<b>1,11</b>	<b>14,56</b>
105 105GS	<u>2300,0</u>	<u>2850,0</u>	<u>3153,0</u> 2028,3	17-18.07.08	29	13,1	23,1	1,315	135,0	162,5	0,737	0,831	1,14	1,188	12,09	10,10
						12,8		1,311	131,3	158,1	0,738	0,830	1,16	1,162	12,10	11,62
						12,7		1,315	131,7	158,7	0,738	0,830	1,13	1,176	12,18	10,15
Среднее по пробам							<b>12,9</b>	<b>23,1</b>	<b>1,314</b>	<b>132,6</b>	<b>159,8</b>	<b>0,738</b>	<b>0,830</b>	<b>1,14</b>	<b>1,18</b>	<b>12,12</b>
105 105GS	<u>2600,0</u>	<u>2583,0</u>	<u>3182,0</u>	24.10.2008	32	18,9	22,2	1,392	159,0	190,9	0,717	0,833	1,17	1,055	12,95	8,26
						18,6		1,389	159,1	191,0	0,718	0,833	1,18	1,060	12,91	8,38
						18,7		1,397	161,6	194,0	0,716	0,833	1,16	1,071	13,08	8,47
						19,0		1,389	160,0	192,6	0,716	0,831	1,19	1,062	12,90	8,27
Среднее по пробам							<b>18,8</b>	<b>22,2</b>	<b>1,392</b>	<b>159,9</b>	<b>192,1</b>	<b>0,717</b>	<b>0,832</b>	<b>1,17</b>	<b>1,06</b>	<b>12,96</b>

107	<u>2600,0</u>	<u>2637,5</u>	<u>2645,0</u>	23-24.11.12	32	14,0	21,5	1,310	121,9	145,7	0,734	0,837	1,96	1,021	12,06	8,71
	1998,3	2022,6	2027,4			13,9		1,308	121,2	145,0	0,734	0,836	1,98	1,017	12,14	8,75
<b>Среднее по пробам</b>						<b>13,9</b>	<b>21,5</b>	<b>1,309</b>	<b>121,6</b>	<b>145,3</b>	<b>0,734</b>	<b>0,836</b>	<b>1,97</b>	<b>1,02</b>	<b>12,10</b>	<b>8,73</b>
409	<u>3040,0</u>			05.07.2012	32	14,0	20,8	1,253	104,8	125,2	0,740	0,837	2,27	0,916	11,03	7,49
	1990,3															
	<u>3061,0</u>	<u>3091,1</u>		04.07.2012		14,5		1,263	108,8	128,9	0,740	0,838	2,20	0,919	11,26	7,50
	2003,6	2022,5	<u>3099,5</u>													
	<u>3050,0</u>		2027,8	04.07.2012		14,1		1,268	108,2	128,9	0,740	0,839	2,10	0,928	11,65	7,67
	1996,6															
<b>Среднее по пробам</b>						<b>14,2</b>	<b>20,8</b>	<b>1,261</b>	<b>107,3</b>	<b>127,7</b>	<b>0,740</b>	<b>0,838</b>	<b>2,19</b>	<b>0,92</b>	<b>11,31</b>	<b>7,55</b>
605	<u>2930,0</u>	<u>2967,0</u>	<u>2972,0</u>	18-19.07.12	32	16,5	21,7	1,393	155,8	187,8	0,701	0,830	1,90	0,950	15,32	9,44
	1994,2	2023,3	2027,1			17,0		1,410	160,7	193,4	0,698	0,831	1,88	0,933	16,22	9,45
						16,4		1,388	152,5	183,2	0,705	0,832	1,95	0,963	14,82	9,30
<b>Среднее по пробам</b>						<b>16,6</b>	<b>21,7</b>	<b>1,397</b>	<b>156,3</b>	<b>188,1</b>	<b>0,701</b>	<b>0,831</b>	<b>1,91</b>	<b>0,95</b>	<b>15,45</b>	<b>9,40</b>
705	<u>2775,0</u>	-	-	28.02.2013	32	10,1	22,0	1,229	88,7	106,3	0,757	0,835	2,14	1,082	10,28	8,78
705GS	1950,1			03.03.2013		10,3		1,243	93,3	111,8	0,753	0,834	2,12	1,089	10,59	9,06
<b>Среднее по пробам</b>						<b>10,2</b>	<b>22,0</b>	<b>1,236</b>	<b>91,0</b>	<b>109,0</b>	<b>0,755</b>	<b>0,835</b>	<b>2,13</b>	<b>1,09</b>	<b>10,44</b>	<b>8,92</b>

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
906	<u>2600,0</u>	<u>2667,0</u>	<u>2673,0</u>	13.09.2012	35	13,4	20,8	1,302	120,7	144,7	0,729	0,834	1,92	0,962	13,38	9,00
	1980,1	2023,4	2027,1			13,5		1,300	120,1	144,0	0,730	0,834	1,95	0,962	13,27	8,90
						15,7		1,360	138,3	165,8	0,713	0,834	1,86	0,958	14,77	8,87
Среднее по пробам						<b>14,2</b>	<b>20,8</b>	<b>1,321</b>	<b>126,4</b>	<b>151,5</b>	<b>0,724</b>	<b>0,834</b>	<b>1,91</b>	<b>0,96</b>	<b>13,81</b>	<b>8,92</b>
1801	<u>2500,0</u>	-	-	20.06.2013	32	15,6	21,5	1,346	135,8	162,6	0,724	0,835	1,56	1,015	12,73	8,71
1801GS	1853,6					15,7		1,350	137,4	164,6	0,721	0,835	1,59	1,010	12,87	8,75
Среднее по пробам						<b>15,7</b>	<b>21,5</b>	<b>1,348</b>	<b>136,6</b>	<b>163,6</b>	<b>0,722</b>	<b>0,835</b>	<b>1,58</b>	<b>1,01</b>	<b>12,80</b>	<b>8,73</b>

Таблица 3 – Компонентный состав нефти и растворенного газа (мольное содержание в %) месторождения X

Наименование	I, II				
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		Пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
1	2	3	4	5	6
Сероводород	-		-		-
Углекислый газ	0,22		0,55		0,08
Азот + редкие в том числе: гелий	0,79		1,08		0,265
	0,04		0,04		0,03
Метан	67,47		56,45		39,37
Этан	15,4		22,06		9,18
Пропан	10,62		12,88		5,24
Изобутан	1,34		1,71		0,92
Н. бутан	2,94		3,32		2,02
Изопентан	3,36		2,09		42,7
Н. пентан					
Гексаны					
Гептаны					
Остаток (C <sub>8</sub> + высшие)					
Молекулярная масса					101,9
Плотность: газа, кг/м <sup>3</sup>	1,033		1,095		0,734
газа относительная (по воздуху), доли ед. нефти, кг/м <sup>3</sup>	0,857		0,908		